



**Naturalis**

Repositorio Institucional  
<http://naturalis.fcnym.unlp.edu.ar>

Universidad Nacional de La Plata  
Facultad de Ciencias Naturales y Museo



## Interpretación sísmica integral : Orientación Geofísica

**Maugeri, Micaela**

Especialista en Geociencias de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos

Dirección: Corti, Eduardo Luis

Co-dirección: Soubies, Eugenio Daniel

Facultad de Ciencias Naturales y Museo  
2018

Acceso en:

<http://naturalis.fcnym.unlp.edu.ar/id/20190530001671>



Esta obra está bajo una Licencia Creative Commons  
Atribución-NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional



**Naturalis**

Repositorio Institucional  
FCNyM - UNLP



Universidad Nacional de La Plata

Facultad de Ciencias Naturales y Museo

Especialización en Geociencias de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos

# **Interpretación sísmica integral**

## **Orientación Geofísica**

**Autora:** Geof. Micaela Maugeri

**Director:** Lic. Eduardo Luis Corti

**Co-Directores:** Ing. Eugenio Daniel Soubies y Lic. Helena Marcela Branca

La Plata 2018



## Agradecimientos

Gracias a la Facultad de Ciencias Naturales y Museo y en especial a los profesores que forman parte de la Especialización en Geociencias de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, que contribuyeron en mi formación como especialista.

Gracias a la directora de la especialización Lic. Angela Melli, al Co-director Lic. Eduardo Corti y al coordinador Lic. Gustavo Vergani por el apoyo, dedicación y buena predisposición ante cualquier consulta solicitada.

Gracias a mi director Lic. Eduardo Corti y Co-directores, Lic Marcela Branca e Ing. Daniel Soubies por su paciencia y tiempo para ayudarme y enseñarme todo lo que necesité.

Gracias a los integrantes de la Compañía Pluspetrol: Silvina Valente, Emilia Muzzio, Martin Alarcón y Gustavo Vergani por su amabilidad, buena predisposición y sobre todo el tiempo que nos brindaron ante cualquier inquietud o consulta que tuvimos a lo largo de la realización del trabajo final.

Gracias a los integrantes del jurado por tomarse el tiempo para corregir este trabajo y por las devoluciones que siempre son constructivas, para que el resultado final sea aún mejor.

Gracias a mis compañeros del posgrado, sobre todo a Santiago Lúquez con quien compartí gran parte del aprendizaje y el camino recorrido para la realización de este trabajo.

Gracias a mis amigos por la paciencia y saber comprender mis ausencias.

Pero sin duda, gracias a mi familia... porque fueron, son y serán el motor que mueve mi vida... y por estar siempre presentes apoyándome incondicionalmente en todo lo que me propongo día a día.

A todos... Simplemente GRACIAS!!!

Micaela



## **INDICE**

<b>RESUMEN</b> .....	5
<b>ABSTRACT</b> .....	6
<b>1. INTRODUCCIÓN</b> .....	7
1.1 Situación actual del área de estudio .....	7
1.2 Objetivo .....	8
1.3 Organización del trabajo final.....	8
<b>2. ANTECEDENTES</b> .....	10
<b>2.1 Antecedentes geológicos del área</b> .....	10
2.1.1 La Cuenca Neuquina .....	10
2.1.2 La Dorsal de Huincul .....	11
2.1.3 Yacimiento Puesto Touquet.....	12
2.1.4 Formación Los Molles .....	13
2.1.4.1 Miembro Pelítico Inferior.....	14
2.1.4.2 Miembro Cutral Có .....	14
2.1.4.3 Miembro Pelítico Superior .....	16
2.1.5 Estilo Estructural .....	16
2.1.6 Sistema Petrolero .....	17
2.1.7 Roca madre, sello y trampa .....	18
<b>2.2 Antecedentes geofísicos del área</b> .....	20
2.2.1 Parámetros de adquisición .....	20
2.2.2 Secuencia de Procesamiento .....	21
<b>3. FLUJO DE TRABAJO</b> .....	23
3.1 Datos de pozos .....	24
3.1.1 Perfiles .....	24
3.1.2 Información geológica .....	24
3.1.3 Pases formacionales .....	26
3.1.4 Leyes de velocidad.....	26
3.2 Sismogramas sintéticos .....	28
3.3 Interpretación y correlación de horizontes.....	31
3.4 Interpretación y correlación del sistema de fallas .....	36

3.5 Mapeo estructural en tiempo (isócronos).....	38
3.6 Modelo de velocidad y conversión a profundidad .....	43
4. ATRIBUTOS SÍSMICOS .....	46
4.1 <i>RMS Amplitude</i> .....	46
4.2 <i>Sweetness</i> .....	54
5. INTERPRETACIÓN DE PERFILES.....	60
6. ANÁLISIS DEL RESULTADO DE LOS ATRIBUTOS .....	63
7. INTEGRACIÓN DE LA INFORMACIÓN GEOLÓGICA Y GEOFÍSICA ...	66
7.1 Modelo estratigráfico .....	67
8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	69
8.1 Trabajos a Futuro .....	70
ANEXO.....	71
Generación del Modelo Estructural .....	72
REFERENCIAS .....	78

## RESUMEN

Este trabajo permitió unificar los diferentes conocimientos geológicos y geofísicos adquiridos en la “Especialización en Geociencias de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos”. El mismo fue supervisado por el Ingeniero Daniel Soubies, el Licenciado Eduardo Corti y la Licenciada Marcela Branca, con la colaboración de la compañía Pluspetrol S.A., quién además brindó el paquete de datos del yacimiento maduro Puesto Touquet.

A partir de la información del cubo sísmico 3D correspondiente al área de estudio, el trabajo consistió en la interpretación de los horizontes asociados al Mb. Cutral Có, correspondientes a la Formación Los Molles. Se realizó una interpretación estructural, con el propósito de confeccionar un modelo simplificado del mismo. Se generaron modelos de velocidad en cada pozo, con los cuales se confeccionaron mapas de isovelocidades que permitieron escalar los mapas isócronos a mapas en profundidad.

Por otra parte, se realizó una interpretación estratigráfica en detalle, analizando distintos atributos sísmicos, cuyos resultados, combinados con registros eléctricos y datos petrofísicos de laboratorio de los pozos más significativos, completaron el modelo estratigráfico del área de estudio.

El trabajo interdisciplinario permitió reconocer zonas plausibles de ser investigadas, por presentar características similares a las comprobadas en la zona productiva.

## **ABSTRACT**

This work allows unifying the different geological and geophysical knowledge learned within the postgraduate specialization in “Exploration and Development Geosciences of Hydrocarbons”. Daniel Soubies, Eduardo Corti and Marcela Branca supervised the work, with the collaboration of Pluspetrol S.A., who offered the data package of the mature oilfield Puesto Touquet.

From the information of the seismic cube corresponding to the study area, the work consists of the interpretation of the horizons associated with the Member Cutral Có, corresponding to the Los Molles Formation. A structural interpretation was made, with the purpose of making a simplified model of it. Velocity models were generated in each well, with which maps of isovelocities were made that allowed to scale the isochronous maps to depth maps.

On the other hand, a detailed stratigraphic interpretation was made, analyzing examples of physical attributes, whose results were combined with electrical records and laboratory petrophysical data from the most significant wells, completing the stratigraphic model of the study area.

The Interdisciplinary work derived in plausible areas to be investigated, for showing characteristics similar to those found in the productive zone.

# 1. INTRODUCCIÓN

## 1.1 Situación actual del área de estudio

El área de estudio se encuentra ubicada en el ámbito de la Dorsal de Huincul, al sur de la Cuenca Neuquina. La Dorsal de Huincul es un rasgo morfo-estructural sobresaliente que se extiende por 250 km con una orientación general E-O. Está constituida por un tren de estructuras anticlinales de orientación preferencial E-O fuertemente asimétricas con vergencia predominantemente sur, que involucra desde el basamento Paleozoico hasta los sedimentos del Cretácico Superior según estudios realizados por Orchuela (1981) y Ploszkiewicz (1984), entre otros autores.

De acuerdo con Pangaro (2009), la configuración que presenta actualmente es debida a un sistema compresivo que actuó durante el Jurásico Superior hasta el Cretácico con un relleno de entre 1500 a 5000 metros de depósitos del Triásico Superior al Jurásico Inferior [237 – 174 m.a.]. Al igual que otras zonas de la cuenca, la dorsal es un área de gran interés científico y exploratorio por presentar un gran potencial energético.

La estructura principal donde se encuentra la zona de mayor producción del Yacimiento Puesto Touquet es un anticlinal elongado en dirección SO-NE generado por la inversión tectónica que afectó a la zona Dorsal de Huincul (Allo et al., 2014), de orientación aproximadamente E-O, y con fallas normales de dirección N-S. Esta estructura es la responsable de generar el entrapamiento tanto para las unidades más someras del Mb. Cutral Có, con una profundidad media de 600 mbbp, como también para los reservorios profundos del Gr Precuyo, con profundidad media de 1200 mbbp.

En el año 1983, la compañía YPF S.A. perforó el pozo exploratorio PTu.x-1, descubridor del yacimiento Puesto Touquet. En 1994, la compañía Pluspetrol realizó la perforación del pozo PTu-1001 y, en 1996, comenzó la producción del campo.

Puesto Touquet se caracteriza por ser un yacimiento de gas y condensado que se encuentra ubicado en el ámbito de la Dorsal de Huincul, al sur de la Cuenca Neuquina.

En la actualidad, el yacimiento, está considerado como un campo maduro. Un yacimiento de hidrocarburos se considera maduro cuando la producción cae a niveles tan bajos que peligra la economicidad del mismo.

## **1.2 Objetivo**

El presente proyecto integrará los datos (Sísmicos, geológicos y de pozo) del área correspondiente a Puesto Touquet. Se analizará el procesamiento de los datos sísmicos y su validación. Teniendo en cuenta los mapas en tiempo, su conversión a profundidad, los datos aportados por los análisis petrofísicos de los sondeos exploratorios y los resultados obtenidos por distintos atributos sísmicos, se analizarán las zonas más propicias para comportarse como reservorios.

Se propone estimar el potencial hidrocarburífero remanente del área, orientando la búsqueda de trampas con un fuerte componente estratigráfico, según antecedentes en zonas aledañas.

## **1.3 Organización del trabajo final**

En el Capítulo II se describirá la región de estudio. Se realizará una breve caracterización de su geología, abarcando desde las descripciones más regionales hasta arribar a las características propias del yacimiento a estudiar, como así también los antecedentes geofísicos del área en cuestión.

En el Capítulo III se mostrará la metodología utilizada para la interpretación sísmica estructural, su implementación y los resultados obtenidos para los datos.

En el Capítulo IV se describirán y presentaran los resultados obtenidos, luego de haber calculado y analizado los distintos atributos sísmicos que nos permitieron

interpretar rasgos estratigráficos en relación con la interpretación de los registros de pozos y su correlación con los datos geológicos y petrofísicos, obteniendo de esta manera un modelo estructural-estratigráfico del área de estudio.

Por último se discutirán los resultados y se plantearán las conclusiones de este trabajo, tal como se proponen los trabajos a futuro.

## 2. ANTECEDENTES

### 2.1 Antecedentes geológicos del área

#### 2.1.1 La Cuenca Neuquina

La Cuenca Neuquina, una de las mayores productoras de hidrocarburos en la porción austral de América del Sur, está localizada al este de los Andes, perteneciente a la zona norte de la Patagonia Argentina (Figura 2.1.1.1). Esta cuenca cubre un área de más de 120.000 km<sup>2</sup> y contiene un registro estratigráfico de 6.000 metros de espesor, con edades que van desde el Triásico al Paleógeno [251 – 23 m.a].

Desde el punto de vista litológico, presenta una sucesión sedimentaria que incluye facies continentales y marinas silicoclásticas, carbonáticas y evaporíticas, convirtiendo a la cuenca en un excelente laboratorio de campo para la realización de un análisis sedimentológico,

estratigráfico, secuencial y tectónico detallado. Asimismo, su relleno sedimentario contiene uno de los registros fosilíferos marinos más completos del intervalo

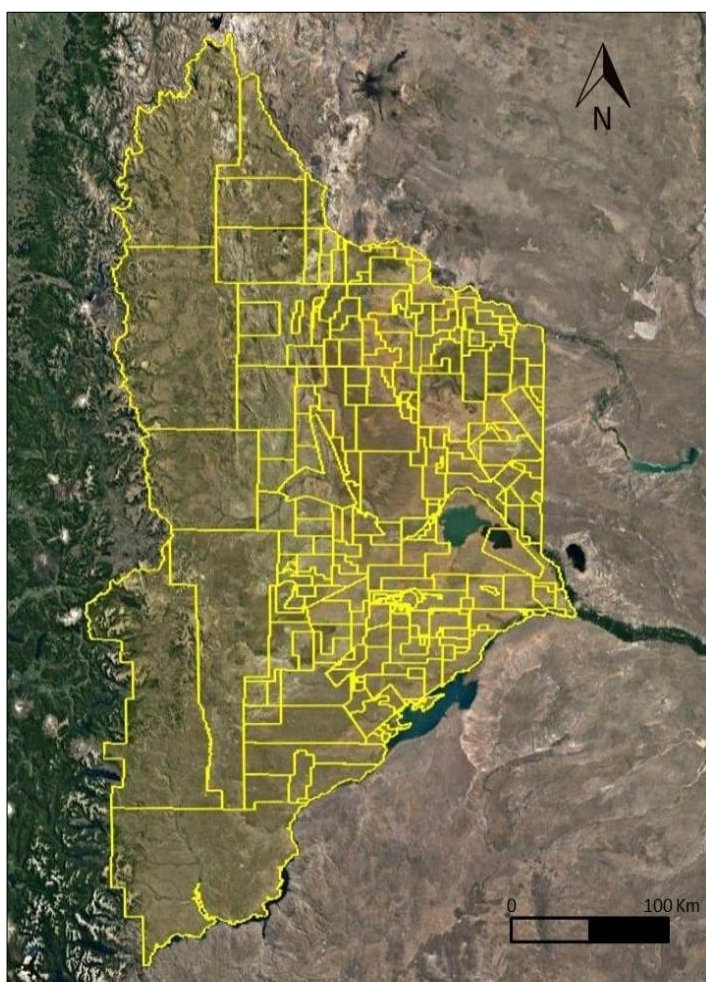


Figura 2.1.1.1: Cuenca Neuquina, áreas hidrocarburíferas.  
Tomado de la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos.



Jurásico - Cretácico Temprano [201 – 100 m.a.], y con algunos yacimientos de dinosaurios más reconocidos del mundo (Ponce et al., 2015).

## 2.1.2 La Dorsal de Huincul

El área de estudio se encuentra ubicada en el ámbito de la Dorsal de Huincul, al sur de la Cuenca Neuquina (Figura 2.1.2.1). La Dorsal de Huincul es un rasgo morfo-estructural sobresaliente que se extiende por 250 km con una orientación general E-O. Está constituida por un tren de estructuras anticlinales de orientación preferencial E-O fuertemente asimétricas con vergencia predominantemente sur, que involucra desde el basamento Paleozoico hasta los sedimentos del Cretácico Superior (Orchuela et al., 1981 y Ploszkiewicz et al., 1984).

Se caracteriza por ser un cinturón de deformación mayormente compresivo,

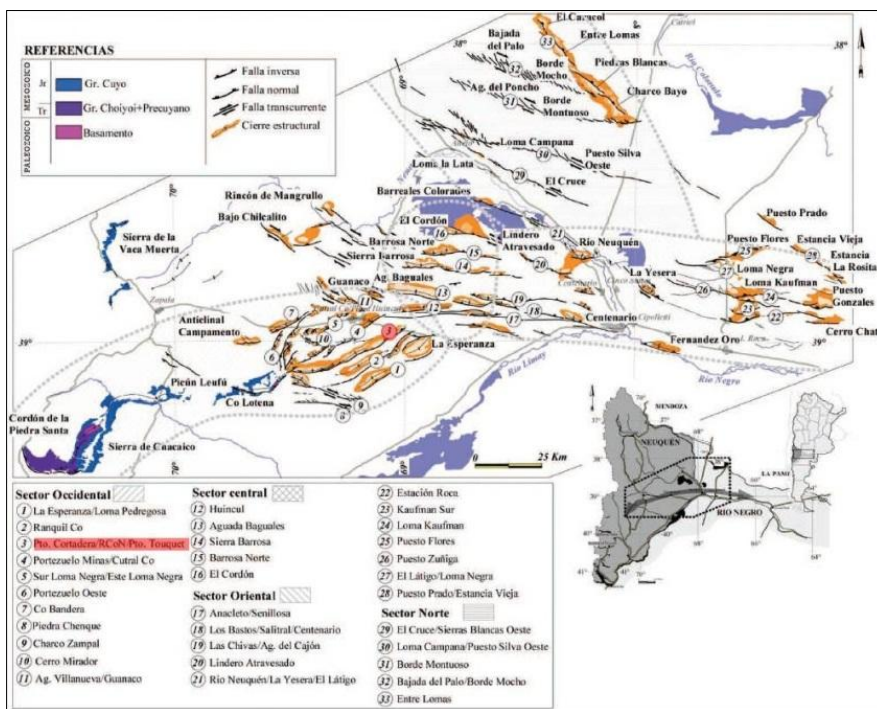


Figura 2.1.2.1: Lineamientos estructurales principales y afloramientos relacionados a la Dorsal de Huincul según Silvestro & Zubiri (2008). Tomado de Mosquera et al., 2011.

con reactivaciones posteriores. Se ubica en el sector central de un lineamiento de escala regional de 800 km de longitud que se extiende desde la Cordillera de la Costa y la Cordillera Principal en Chile (Chotin 1976, Chotin & Giret, 1978) hasta la localidad de Choele Choel en la

provincia de Río Negro (Kostadinoff et al. 2005), delineando el límite norte del terreno de Patagonia.

Presenta su configuración actual debido a un sistema compresivo que actuó durante el Jurásico Superior hasta el Cretácico, con un relleno entre 1500 a 5000 metros de depósitos del Triásico Superior al Jurásico Inferior [237 – 174 m.a.] (Pangáro et al., 2009). Al igual que otras zonas de la cuenca, la dorsal es un área de gran interés científico y exploratorio por presentar un gran potencial energético.

Con la adquisición de la sísmica 3D en los años '90, se focalizó el estudio a mayor profundidad mejorando los modelos estructurales y estratigráficos que moldearon la Cuenca Neuquina.

Las últimas interpretaciones sugieren que la Dorsal de Huincul está constituida por un sistema de rift en serie de hemigrábenes de orientación noroeste los que controlaron la orientación de las estructuras anticlinales originadas (Vergani, 2005). Según distintos autores, la segmentación observada a lo largo del rumbo es explicada por zonas de transferencia que actuaron como límites estructurales durante la inversión.

### 2.1.3 Yacimiento Puesto Touquet

El yacimiento se ubica en el ámbito sur oriental de la cuenca Neuquina, actualmente es un yacimiento considerado maduro. La geología del área está

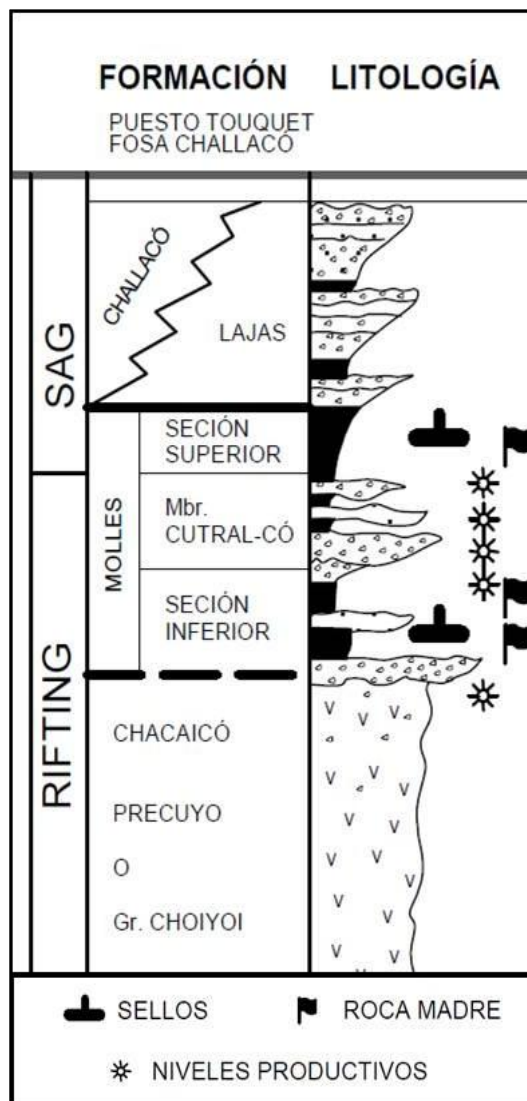


Figura 2.1.3.1: Grupo Cuyo – Dorsal de Huincul. Modificado de Gomez Omil, et al, 2002.

representada por un anticlinal con un eje de orientación SO-NE generado por inversión tectónica que afectó a la zona de dorsal (Allo et al., 2014).

En los alrededores de Puesto Touquet, hacia fines del Jurásico Inferior [190 – 182 m.a.], se evidencia una transgresión marina que depositó arcilítas y margas de baja energía; con variaciones de espesor producto de la subsidencia asociadas con los hemigrábenes. Otro efecto en relación a la subsidencia y fallas del sinrift es la distribución de facies del Mb. Cutral-Có y Fm. Los Molles en dicha localidad; se interpreta un fan-delta en dirección noroeste con un área de aporte desde el sur (Gomez Omil et al., 2002).

Durante el Jurásico Inferior [184 – 174 m.a.], la región sufrió una subsidencia térmica que dio lugar a un sistema depositacional complejo (Fm. Challacó; Fm. Lajas; Fm. Los Molles), generando importantes abanicos submarinos (Figura 2.1.3.1). Esta subsidencia fue interrumpida por estructuras compresivas de orientación oeste-sudoeste con vergencia al norte, que luego rotó a una orientación preferencial este-oeste, dando así la configuración actual de la Dorsal de Huincul.

A pesar que las interpretaciones anteriores señalaban como principal mecanismo de deformación la transcurrencia (Orchuela et al., 1981) e inversión tectónica (Eisner, 1991, Uliana- Legarreta, 1993, Vergani et al., 1995); la inversión tectónica no fue el principal formador de estructuras en Puesto Touquet y zonas aledañas, ya que se observa una ausencia, casi total, de la evidencia de dicha inversión (Pángaro et al., 2009).

## **2.1.4 Formación Los Molles**

El grupo Cuyo está conformado por cuatro formaciones: formación Chacaicó, formación Los Molles, formación Lajas, y formación Challacó. Con edades que van desde el Jurásico inferior al medio (Pliensbaquiano al Caloviano Inferior); y depocentros que superan los 4000 metros.

La formación Los Molles está definida por tres miembros: Mb. Pelítico Inferior, Mb. Cutral Có, y Mb. Pelítico Superior. En el área de Puesto Touquet, presenta un

espesor promedios de 1338 metros que varía entre los 800 y los 1800 metros. Las tres secuencias abarcan edades desde Jurásico Inferior (Pliensbaquiano) al Jurásico Medio (Bajociano Inferior).

#### **2.1.4.1 Miembro Pelítico Inferior**

El Mb. Pelítico Inferior (Figura 2.1.4.1.1) es la secuencia más antigua de la



Figura 2.1.4.1.1: Mb. Pelítico Inferior, cercanías a Arroyo La Jardinera. Escuela de Facies Pluspetrol 2017

Formación Molles del Grupo Cuyo, con edades características del Jurásico Inferior (Pliensbaquiano – Toarciano Inferior). Principalmente son lutitas negras laminadas de origen marino profundo de al menos 200-400 m de profundidad de agua, con buena capacidad de generación de hidrocarburos (Cruz et al., 1999; en Gomez Omil et al., 2002). Para el área de Puesto Touquet, el Mb. Pelítico

Inferior, descansa en forma de “Onlap” sobre el basamento (Gomez Omil et al., 2002), observándose espesores promedio de 350 metros, con un máximo espesor de 500 metros y un mínimo de 150 metros en el área de La Chilca.

#### **2.1.4.2 Miembro Cutral Có**

El Mb. Cutral Có es el cuerpo que aloja al reservorio de interés. Consta de areniscas lenticulares de geometría lobulada con contactos erosivos entre los cuerpos, y la presencia de algunas intercalaciones de lutitas marinas. El arreglo está evidenciado por una discordancia angular sobre el Precuyo y/o sobre el Mb. Pelítico Inferior, la cual podría estar erosionada y deformada por reactivación tectónica compresiva. En el área de Puesto Touquet, el Mb. Cutral Có se desarrolla con un espesor promedio de 570 metros, alcanzando un máximo espesor de 700 metros, y un mínimo de 450 metros en las cercanías del área La Chilca.

Las áreas de aporte habrían sido afectadas por tectónica distensiva, la que también controló la subsidencia (a nivel local). Estas facies pueden corresponderse con depósitos de tipo Fan Delta de escaso transporte, con un estrecho espacio de acomodación; por ejemplo en la estructura de Puesto Touquet, donde existió un alto fondo que controló la geometría del intervalo. Sísmicamente se puede observar en el interior cuerpos canalizados, discontinuos y erosivos. Estas facies de canal se corresponden con anomalías de amplitud positiva, coincidentes con areniscas de muy buena porosidad e intervalos gasíferos (Gomez Omil et al., 2002).



Figura 2.1.4.2.1: Turboglifos subestratales en Mb. Cutral Có, cercano a Arroyo La Jardinera. Escuela de Facies Pluspetrol 2017

Los minerales principales que componen al Mb. Cutral Có son el cuarzo, los feldespatos potásicos, las plagioclasas y las micas. También son frecuentes los fragmentos de roca dependiendo su fuente, por ejemplo clastos pelíticos, carbonatos, o incluso detritos volcánicos. La arcilla es la matriz del mismo modo que el cemento principal. La textura está representada por conglomerados intraformacionales que están presentes debido al retrabajo que el nuevo flujo de sedimentos realizó sobre los depósitos previos. Se puede observar un arreglo de estratos rítmicamente intercalados con lutita formando secuencias generalmente granodecrecientes. Son comunes las marcas subestratales (Figura 2.1.4.2.1).



#### **2.1.4.3 Miembro Pelítico Superior**

El Mb. Pelítico Superior se corresponde con litofacies de lutitas negras de origen marino, con espesores de hasta 400 metros, las cuales van progradando a facies deltaicas de la formación Lajas. Hacia la base existen figuras canalizadas bien erosivas en contacto sobre la secuencia anterior (Mb. Cutral Có).

Se observan evidencias de deformación compresiva anterior a la depositación, asociada con la inversión del Precuyo, lo cual deformó los niveles. Durante su depositación, la deformación continuó en forma pasiva. Las facies sísmicas reconocidas se asocian con ambientes fluviales y deltaicos progradantes, pero sin contrastes de amplitud debido a la ausencia de intercalaciones pelíticas de magnitud (Gomez Omil et al., 2002).

#### **2.1.5 Estilo Estructural**

La Dorsal de Huincul se distingue por su morfología estructural, el área se encuentra deformada por un régimen compresivo que generó como resultado un paquete de anticlinales con vergencia al sur. También se evidencia una zona de cizalla de desplazamiento dextral E-O caracterizada por levantamientos transpresivos que estuvieron activos desde el Jurásico Temprano al Cretácico Tardío (Jorgensen et al., 2013).

En el área de Puesto Touquet, en base a la interpretación de la sísmica 3D de los últimos años, se identificaron tres orientaciones preferenciales: NE, NO, y E. Siendo la de mayor jerarquía la NE en el sector occidental. Estos lineamientos están fuertemente familiarizados con las fallas inversas del basamento con un rechazo vertical importante de hasta 2000 metros (Silvestro et al., 2008). Se observa la presencia de fallas inversas y normales, estas últimas de orientación mayormente N-S.

## 2.1.6 Sistema Petrolero

El yacimiento se ubica en el ámbito sur oriental de la cuenca Neuquina (Figura 2.1.6.1), actualmente es un yacimiento que está considerado maduro. Este se caracteriza por la presente participación volcanoclástica en sus clastos y matriz de los reservorios, la cual tiene como origen el Macizo Nordpatagónico. Este es un aspecto negativo, el cual se fue incrementando con los posteriores procesos diagenéticos (Kugler, 1987, Gomez Omil et al., 2002).

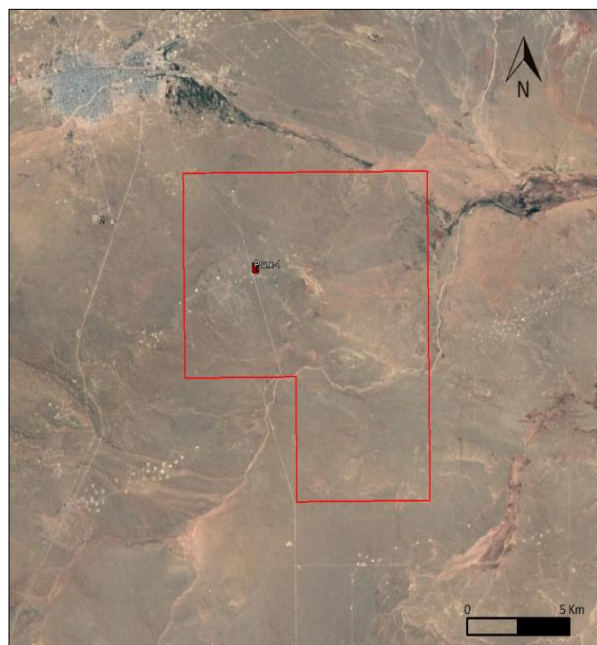


Figura 2.1.6.1: Área de Puesto Touquet – Pluspetrol Argentina.  
Ptu.x-1: Pozo exploratorio (YPF 1983).

Posee un espesor entre 500 y 700 metros con paquetes de areniscas de hasta 50 metros, con porosidades entre 18 y 25% y permeabilidades cercanas a 5 mD.

La estructura principal donde se encuentra la zona de mayor producción es un anticlinal elongado en dirección SO-NE generado por la inversión tectónica que afecta a la Dorsal de Huincul de orientación aproximadamente E-O y con fallas normales de dirección N-S. Esta estructura es la responsable de generar el entrapamiento tanto para las unidades más someras del Mb. Cutral-Có, con una profundidad media de 600 mbbp, como también para los reservorios profundos del Gr Precuyo, con profundidad media de 1200 mbbp.

En el año 1983, la compañía YPF perforó el pozo exploratorio PTu.x-1, descubridor del yacimiento. En 1994, la compañía Pluspetrol, realizó la perforación del pozo PTu-1001 y en 1996 comienza la producción del campo (Allo et al., 2014). Se trata de un Yacimiento de gas y condensado que actualmente en su estadio de madurez presentando alrededor de 40 pozos.

### **2.1.7 Roca madre, sello y trampa**

La roca madre es la misma formación Los Molles, en la sección basal. En el área, se dataron valores de reflectancia de vitrinita ( $R_o$ ) entre 1 y 1.3%, lo cual representa una fase tardía de generación de petróleo en transición a fase de gas.

La compresión fue tan intensa que produjo una fragmentación a gran escala en el área de la Dorsal, lo que generó variaciones en la subsidencia drásticos (fallamiento – plegamiento). Esto dió como resultado una madurez termal muy variada, coincidiendo con estructuras positivas (Puesto Touquet). La variada madurez termal, se explica en que solo las zonas tectónicamente más deprimidas tuvieron oportunidad de generar y expulsar hidrocarburos. Esto, sumado a la falta de migración lateral (debido a presencia de fallas normales) explica que el yacimiento Puesto Touquet pudo haber recibido gas solamente de su propio depocentro local.

El principal sello del sistema son los 400 metros de pelitas del Mb. Pelítico Superior, pero también existen sellos intraformacionales pelíticos dentro del Mb. Cutral Có. Los paquetes arenosos se encuentran separados por horizontes pelíticos marinos (Figura 2.1.7.1), que actúan como sellos verticales. Sin embargo, existe un fallamiento directo interno, que podrían perder efectividad en sentido lateral.

La trampa es de tipo estructural, hacia el SE del pliegue la estructura se encuentra en contacto con la falla principal de orientación SO-NE, la cual es relativamente paralela al eje del pliegue principal.





Figura 2.1.7.1: Formación Los Molles, arroyo La Jardinera, Escuela de Facies Pluspetrol 2017.

## 2.2 Antecedentes geofísicos del área

La base de datos utilizada está conformada por un cubo sísmico 3D, procesado por la compañía WesternGeco, que incluye la información de tres proyectos sísmicos ubicados en la zona denominada Puesto Touquet - El Porvenir en Neuquén, Argentina. Dos de esos proyectos (El Porvenir 3D y Puesto Touquet 3D), fueron adquiridos por Veritas DGC en los años 1998 y 2001 y el tercer proyecto fue adquirido por WesternGeco en la zona El Porvenir en el año 2006.

### 2.2.1 Parámetros de adquisición

A continuación (Figura 2.2.1.1) se muestran los parámetros utilizados en adquisición de los proyectos antes mencionados.

#### El Porvenir 3D 1998

Company: Veritas DGC  
Party: 32  
Date: January – March 1998

#### Instrument:

Instrument: Type I/O System II  
Format: SEG-D IEEE(8058)  
Sampling interval: 2 msec  
Record length: 5 sec  
Low Cut Filter: Out  
High Cut Filter: 1/2Nyq min phase 135Hz, 190 dB/Oct  
Notch Filter: Out  
Polarity: 180 degrees

#### Sources:

Type: Vibrators Model I/O AHV, PELTON Advanced I  
Array: 2 sets of 2 vibrators on each side of VP  
Sweeps: 4 of 8 sec  
Sweep frequency: 8-96 hertz  
Sweep Type: Non Linear (6 dB/Oct), Taper 200 msec  
Line spacing: 420 m  
Station interval: 60 m  
Source line azimuth: 65 degrees

#### Receivers:

Type: SM-4 (10Hz 0.68 damping)  
Array: circular 12 geophones, 2.5 m radius  
Line spacing: 300 m  
Station interval: 60 m  
Receiver line azimuth: 335 degrees

#### Patch:

Lines per patch: 8  
Receiver per line: 84  
Channels: 672  
Maximum offset: 2676 m

#### Fold

Bin size: 30 m  
Nominal fold: 32

#### Puesto Touquet 3D 2001

Company: Veritas DGC  
Party: 32  
Date: January – February 2001

#### Instrument:

Instrument: Type I/O System II  
Format: SEG-D IEEE(8058)  
Sampling interval: 2 msec  
Record length: 5 sec  
Low Cut Filter: Out  
High Cut Filter: 1/2Nyq min phase 135Hz, 190 dB/Oct  
Notch Filter: Out  
Polarity: 0 degrees

#### Sources:

Type: Vibrators Model I/O AHV, PELTON VIBPRO  
Array: 2 sets of 3 vibrators on each side of VP and 1 stand by  
Sweeps: 4 of 8 sec  
Sweep frequency: 12-110 hertz  
Sweep Type: Non Linear (1.5 dB/Oct), Taper 200 msec  
Line spacing: 240 m  
Station interval: 60 m  
Source line azimuth: 65 degrees

#### Receivers:

Type: SM-4 and SM-24 (10Hz 0.68 damping)  
Array: linear 18 geophones, spaced 2 m  
Line spacing: 180 m  
Station interval: 60 m  
Receiver line azimuth: 335 degrees

#### Patch:

Lines per patch: 8  
Receiver per line: 72  
Channels: 576  
Maximum offset: 2239 m

#### Fold

Bin size: 30 m  
Nominal fold: 36

#### El Porvenir 3D 2006

Company: WesternGeco  
Party: 1799  
Date: October 2006

#### Instrument:

Instrument: Type I/O IMAGE  
Format: SEG-D IEEE(8058)  
Sampling interval: 2 msec  
Record length: 5 sec  
Low Cut Filter: Out  
High Cut Filter: 3/4 Nyq min phase 207Hz, 48 dB/Oct  
Notch Filter: Out  
Polarity: 0 degrees

#### Sources:

Type: Vibrators Model I/O LITTON, PELTON Advanced III (VIBPRO)  
Array: 1 sets of 4 vibrators in line  
Sweeps: 4 of 8 sec  
Sweep frequency: 12-110 hertz  
Sweep Type: Non Linear (3 dB/Oct), Taper 250 msec  
Line spacing: 300 m  
Station interval: 60 m  
Source line azimuth: 65 degrees

#### Receivers:

Array: linear 12 geophones, spaced 3 m  
Line spacing: 240 m  
Station interval: 60 m  
Receiver line azimuth: 335 degrees

#### Patch:

Lines per patch: 14  
Receiver per line: 90  
Channels: 1260  
Maximum offset: 3220 m

#### Fold

Bin size: 30 m  
Nominal fold: 63

Figura 2.2.1.1: Parámetros de adquisición correspondientes a los tres proyectos.

Los parámetros de registración de los proyectos presentan, en términos generales, algunas diferencias menores, que no resultan demasiado significativas. El ítem señalado en los tres casos, es el que merece mayor atención. El espectro de frecuencias del barrido (señal inyectada al terreno) tiene un ancho de 3,5 octavas para el primer caso; mientras que los dos restantes alcanzan solamente las 3 octavas. Además, estos últimos acotan la posibilidad de registrar bajas frecuencias (8 a 12 Hz) de gran utilidad en la información sísmica y expanden el espectro de las altas (70 a 110 Hz) que, generalmente, no están presentes en los datos sísmicos obtenidos en estas geografías. Esto afecta a la capacidad de resolución vertical del método.

### 2.2.2 Secuencia de Procesamiento

El gráfico de la figura 2.2.2.1 muestra el cubrimiento espacial de cada uno de los proyectos sísmicos mencionados.

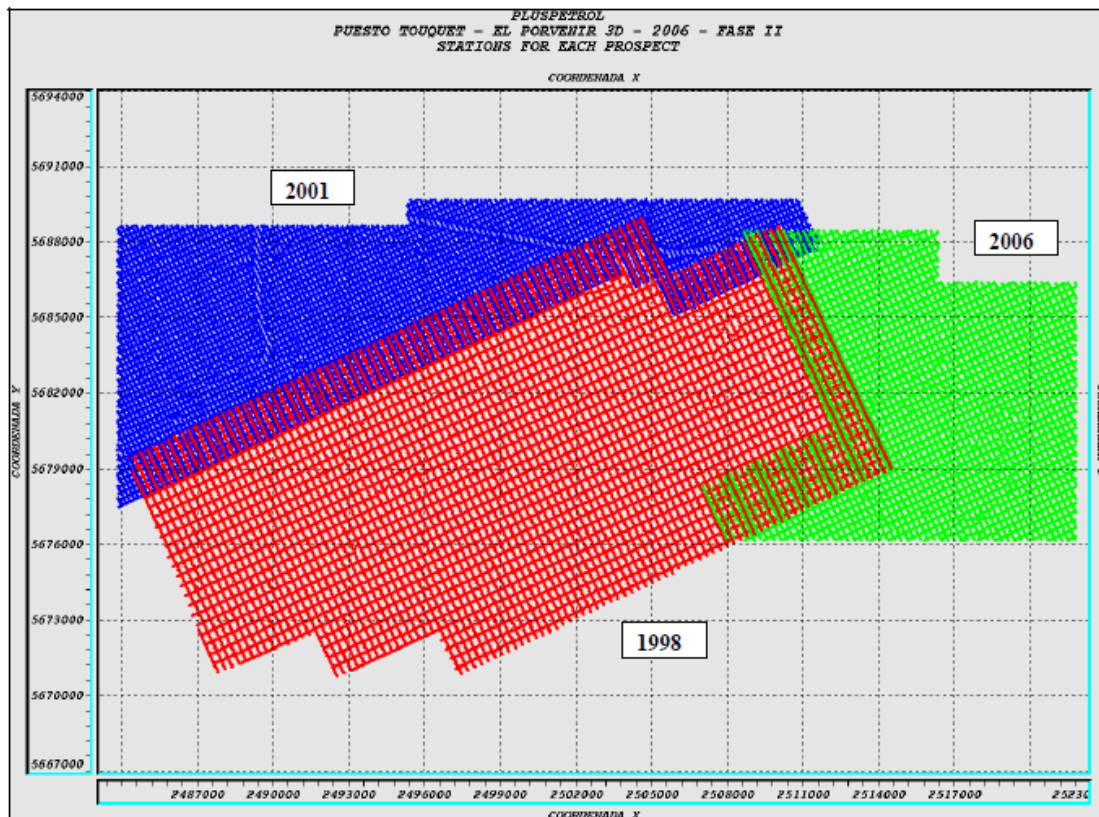


Figura 2.2.2.1: cubrimiento espacial de cada uno de los proyectos sísmicos

Se observa que los proyectos presentan un solapamiento suficiente, que permitió que fueran procesados como un solo cubo. Se realizó un procesamiento *merge pre stack* que permite unificar en uno, los tres cubos adquiridos de manera independiente entre sí. El plano de referencia final se fijó en 300 m y la velocidad de reemplazo en 3200 m/s.

Este trabajo fue realizado en el centro que la compañía WesternGeco poseía en Buenos Aires, entre septiembre de 2006 y marzo de 2007. En la Figura 2.2.2.2 se muestra la secuencia de procesamiento final (preservando las amplitudes verdaderas).

#### Phase I

##### Standard Sequence:

- I. 01. SEG-D to Omega Format Conversion
- I. 02. Geometry Updating
- I. 03. Geometric Spreading Compensation
- I. 04. Surface Consistent Spiking Deconvolution
- I. 05. Surface Consistent Automatic Anomalous Amplitudes Edition (ZAP)
- I. 06. Surface Consistent Amplitude Compensation (SCAC)
- I. 07. Anomalous Amplitudes Attenuation (AAA)
- I. 08. Offset Consistent Residual Amplitude Compensation (RAAC)
- I. 09. Preliminary Velocity Analysis
- I. 10. Gridding and CMP Sorting
- I. 11. Tomography Refraction Statics
- I. 12. Velocity Analysis
- I. 13. Surface Consistent Residual Statics (First Iteration)
- I. 14. Velocity Analysis
- I. 15. Surface Consistent Residual Statics (Second Iteration)
- I. 16. Spectral Whitening
- I. 17. 3D Random Noise Attenuation in the X-Spread Domain

##### A. Kirchhoff Pre-Stack Migration Sequence – PSTM:

- I. 18. A. Migration Geometry
- I. 19. A. Migration Parameters Testing
- I. 20. A. Pre-Stack Kirchhoff Migration (PSTM)
- I. 21. A. Residual Velocity Analysis
- I. 22. A. Spectral Whitening
- I. 23. A. Stack
- I. 24. A. 3D Random Noise Attenuation
- I. 25. A. 3D FK Footprint Attenuation
- I. 26. A. Time Variant Band-Pass Filter
- I. 27. A. Gain
- I. 28. A. Tau-P and FK Domains Filtering on PSTM Gathers
- I. 29. A. SEG-Y Conversion

#### Phase II

##### Standard Sequence:

- II. 01. SEG-D to Omega Format Conversion
- II. 02. Geometry Updating
- II. 03. Stations and Records Renumbering
- II. 04. Bulk Scaling
- II. 05. Geometric Spreading Compensation
- II. 06. Surface Consistent Spiking Deconvolution
- II. 07. Surface Consistent Automatic Anomalous Amplitudes Edition (ZAP)
- II. 08. Surface Consistent Amplitude Compensation (SCAC)
- II. 09. Anomalous Amplitudes Attenuation (AAA)
- II. 10. Offset Consistent Residual Amplitude Compensation (RAAC)
- II. 11. Preliminary Velocity Analysis
- II. 12. Phase Matching
- II. 13. Gridding and CMP Sorting
- II. 14. Tomography Refraction Statics
- II. 15. Velocity Analysis
- II. 16. Surface Consistent Residual Statics (First Iteration)
- II. 17. Velocity Analysis
- II. 18. Surface Consistent Residual Statics (Second Iteration)
- II. 19. Spectral Whitening
- II. 20. 3D Random Noise Attenuation and 3D FK Filtering in the X-Spread Domain
- II. 21. Project Consistent Residual Amplitude Compensation (RAAC)

##### A. Post-Stack Migration Sequence:

- II. 22. A. Stack
- II. 23. A. 3D Random Noise Attenuation
- II. 24. A. Migration Velocity Field
- II. 25. A. Post Stack Kirchhoff Migration
- II. 26. A. 3D FK Footprint Attenuation
- II. 27. A. Time Variant Band-Pass Filter
- II. 28. A. Gain
- II. 29. A. SEG-Y Conversion

##### B. Kirchhoff Pre-Stack Migration Sequence – PSTM:

- II. 22. B. Migration Geometry
- II. 23. B. Migration Parameters Testing
- II. 24. B. Pre-Stack Kirchhoff Migration (PSTM)
- II. 25. B. Residual Velocity Analysis
- II. 26. B. Spectral Whitening
- II. 27. B. Stack
- II. 28. B. 3D Random Noise Attenuation
- II. 29. B. 3D FK Footprint Attenuation
- II. 30. B. Time Variant Band-Pass Filter
- II. 31. B. Gain
- II. 32. B. Tau-P and FK Domains Filtering on PSTM Gathers
- II. 33. B. Angle Stacks
- II. 34. B. SEG-Y Conversion

Figura 2.2.2.2: Secuencia de procesamiento final

### 3. FLUJO DE TRABAJO

Para la realización de este trabajo se contó con información sísmica y de pozos, que fue proporcionada por la compañía Pluspetrol y el Software de interpretación utilizado fue el denominado Petrel 2014 de la compañía Schlumberger.

A continuación se muestra, de manera simplificada, el flujo de trabajo seguido desde la verificación de los datos sísmicos hasta la obtención de mapas en profundidad, que se completará en el capítulo 4 con la obtención de atributos sísmicos estratigráficos (Figura 3.1).

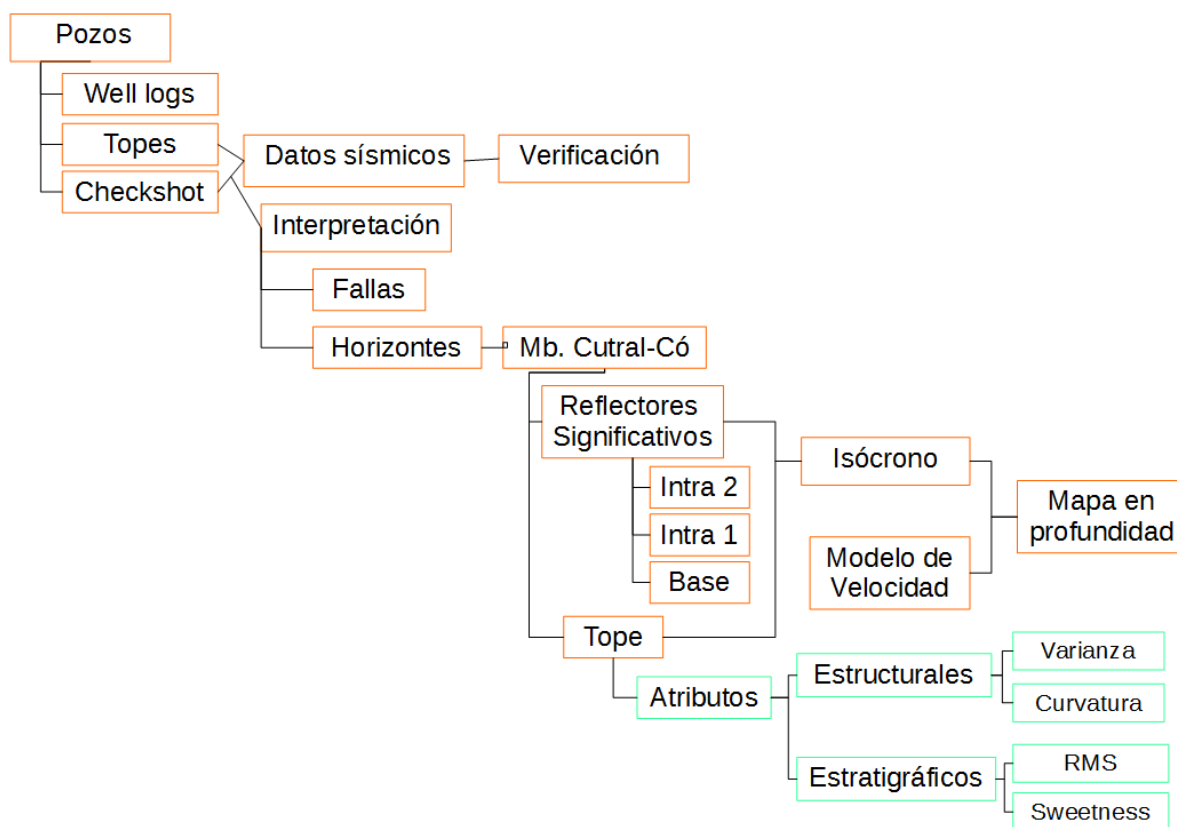


Figura 3.1: Flujo de trabajo



### **3.1 Datos de pozos**

Los datos de pozos fueron suministrados por la compañía Pluspetrol, los cuales fueron utilizados para reunir la siguiente información:

- Información geográfica de los pozos (coordenadas X,Y).
- Perfiles (SP, GR, Neutrón, Resistivos, Densidad, Sónico)
- Información geológica general
- Pases formacionales.
- Leyes de velocidad.

#### **3.1.1 Perfiles**

Los registros eléctricos de pozo proporcionaron información esencial para el proyecto. En base a esta interpretación y los resultados obtenidos a partir de atributos sísmicos se construyó un modelo estratigráfico de la zona de interés. En la página 60 se desarrollará con mayor detalle la interpretación de perfiles.

#### **3.1.2 Información geológica**

Para el estudio se utilizó la información de los siguientes pozos exploratorios:

##### **YPF.Nq.PTu.x-1**

El pozo YPF.Nq.PTu.x-1 fue perforado en la posición más alta del anticlinal, encontrando a la Fm. Los Molles, integrada por el Mb. Pelítico superior, Mb. Cutral Có y Mb. Pelítico inferior. Se obtuvieron testigos corona y se realizaron punzados a la profundidad de 551- 553 mbbp y 546 – 548 mbbp que dieron como resultado Gas.

El Mb. Cutral Có está representado por paquetes potentes de areniscas, gris blanquecina, finas a gruesas, con matriz arcillosa, y arcillo-tobácea alternando con limolitas y arcilitas gris oscuro, masivas. Se definen depósitos de tracción, y tracción/decantación. Podrían ser interpretados como una suma de eventos turbidíticos.

También se realizó un ensayo de formación a pozo abierto que arrojó como resultado gas. En la terminación resultó productivo de gas seco.

### **YPF.Nq.PTu.x-2**

El espesor atravesado resultó superior a los observados en otros sondeos cercanos, por la interpretación del perfil de buzamientos, sería factible que fracturas de carácter inverso hayan incrementado la potencia de la sección (existe repetición de capas por fallamiento). Fueron encontrados rastros secos de hidrocarburo y débil fluorescencia, pero los registros de gas (cromatografía) no fueron alentadores, el sondeo en cuestión resultó abandonado.

Este pozo se utilizó, en primera instancia con la intención de poder delimitar la estructura y poder completar la interpretación del Tope del Mb. Cutral Có, pero posteriormente debido a que se encontraba cercano a la zona de falla, quedó excluido de la zona de estudio.

### **Pp.Nq.PBi.x-1001**

En este pozo se comprobó la presencia de gas y en menor cantidad de petróleo y agua en niveles superiores del Mb. Cutral Có.

Se caracterizó al Mb. Cutral Có como psamitas granocrecientes, con tamaño de grano medio a conglomerádico, intercalando con pelitas de coloración oscura. La psamita presenta color gris castaño muy claro y gris claro, de granos subangulares a subredondeados y abundante matriz arcillosa. Las pelitas corresponden a arcilitas de color gris castaño oscuro, gris oscuro a gris muy oscuro, con fractura subplanar, inclusiones arenosas, restos carbonosos, moderada compactación, en partes leve reacción calcárea y en algunos niveles se observa destilado leve por bitumen.

### 3.1.3 Pases formacionales

Se procedió a realizar un estudio de los legajos pertenecientes a los pozos ubicados dentro del proyecto sísmico. Dicha información nos permitió obtener un set de datos de cada pozo.

A través de información de control geológico, perfiles a pozo abierto e informes finales de pozo se definieron los topes correspondientes en cada uno de ellos. Como resultado del análisis, se procedió a cargar la información de los pozos, con sus respectivos pases formacionales e información de perfiles eléctricos.

En la tabla 3.1.3.1 se muestran los topes formacionales correspondientes a los pozos más representativos que fueron descriptos anteriormente.

Topes Formacionales	YPF.Nq.PBi.x-1	YPF.Nq.PTu.x-1	Pp.Nq.Ptu.a-1001
	mbbp	mbbp	mbbp
Mb. Pelítico Superior	402	303	305
Mb. Cutral Co	948	545	582
Mb. Pelítico Inferior	1643	1040	960
TD	2100	2050	1153

Tabla 3.1.3.1: Pases formacionales de pozos representativos.

### 3.1.4 Leyes de velocidad

Se entiende por Ley de Velocidad de Pozo a la relación entre la profundidad y los tiempos de viaje de las ondas sísmicas. Esta información resulta indispensable para identificar los *markers* geológicos sobre los datos sísmicos.

Analizando la información provista, se observó que los pozos YPF.Nq.PBi.x-1; YPF.Nq.PTu.x-1; y Pp.Nq.a-1001 poseían *checkshots*. Los mismos fueron cargados para amarrar los pozos al dominio tiempo.

Un *checkshot* o prueba de velocidad es un tipo de registro sísmico de pozo, en el que las posiciones o estaciones de anclaje de la herramienta a distintas



profundidades se definen observando los cambios de tendencia del perfil sónico previamente registrado en el mismo pozo, de forma tal de dividir al sónico en zonas donde el carácter del perfil es más o menos constante. En el caso de que el perfil sónico no se haya registrado, puede recurrirse a un perfil de resistividades profundas, que suelen tener cierta proporcionalidad general con los perfiles de velocidad. Sin embargo, se debe tener en mente que estamos derivando una propiedad física de otra.

El procedimiento consiste en efectuar varios disparos de la fuente para cada profundidad de anclaje, sumando luego las señales para, de esa manera, aumentar la relación señal/ruido. Se mide el tiempo de arribo de la onda directa a cada profundidad y se obtiene entonces una ley tiempo/profundidad, llamada Ley de Velocidad sísmica de pozo, tal como puede observarse en la Figura 3.1.4.1, donde se muestra la ley de velocidad asociada al pozo Ptu.x1.

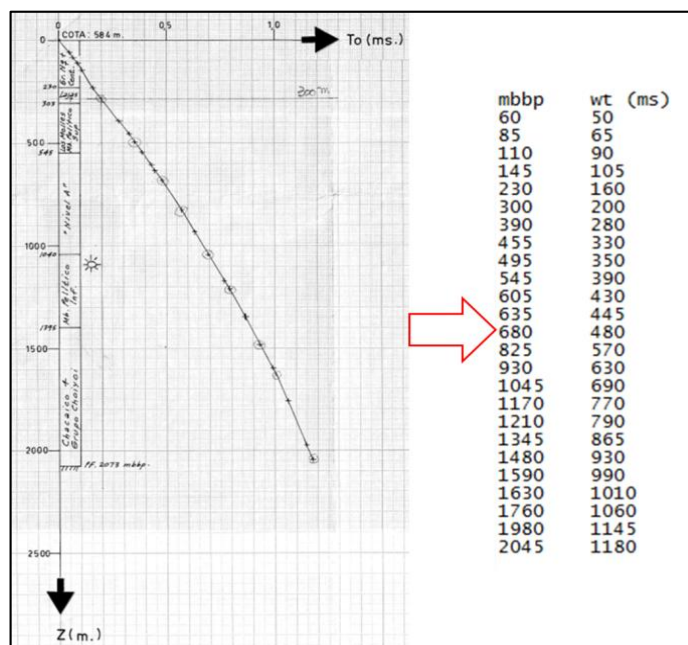


Figura 3.1.4.1: Ley de Velocidad del pozo YPF.Nq.PTu.x-1, 1984.

### 3.2 Sismogramas sintéticos

Otro procedimiento para correlacionar *markers* con reflectores en la sección sísmica es el sismograma sintético. El mismo es el resultado de una de las muchas formas de modelado directo para predecir la respuesta sísmica de la tierra. Una definición utilizada por los intérpretes sísmicos es que un sismograma sintético es un modelo unidimensional directo de la energía acústica que se propaga a través de las capas de la tierra. Siendo este último generado mediante la convolución de los coeficientes de reflexión derivados de los registros sónicos y de densidad digitalizados, con la ondícula derivada de los datos sísmicos (Figura 3.2.1).

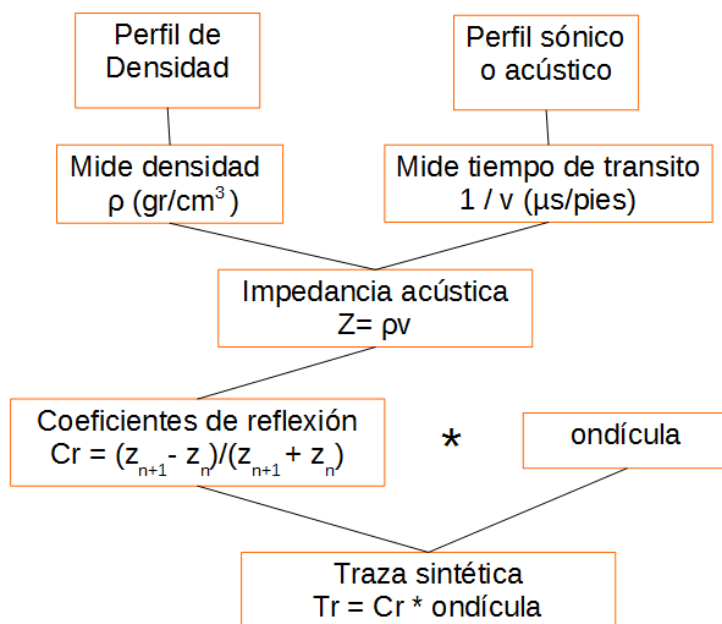


Figura 3.2.1: Construcción teórica del sismograma sintético a partir de perfiles sónicos y densidad

Mediante la comparación de las capas guía u otros puntos de correlación interpretados en los registros de pozos con las reflexiones principales de la sección sísmica, es posible mejorar las interpretaciones de los datos. La calidad del ajuste entre un sismograma sintético depende de la calidad de los registros de pozos, la calidad de los datos sísmicos y de su procesamiento, y la capacidad para extraer

una ondícula representativa de los datos sísmicos, entre otros factores. El registro sísmico se calibra generalmente con la información de los primeros arribos de un perfil sísmico vertical (VSP) o un levantamiento de tiros de pruebas de velocidad antes de combinarlo con el registro de densidad para producir la impedancia acústica.

Se elaboraron los sismogramas sintéticos a partir de los perfiles densidad y sísmico de con *checkshot* disponibles en los pozos. Se muestran en la Figura 3.2.2 los resultados para el pozo Pp.Nq.PBi.x-1001, donde se utilizó el perfil sísmico calibrado y densidad (en los tramos que no poseíamos valores de densidad se interpoló con la ecuación empírica de Gardner). Se modeló una ondícula de Ricker de fase cero con frecuencia dominante de 45 Hz.

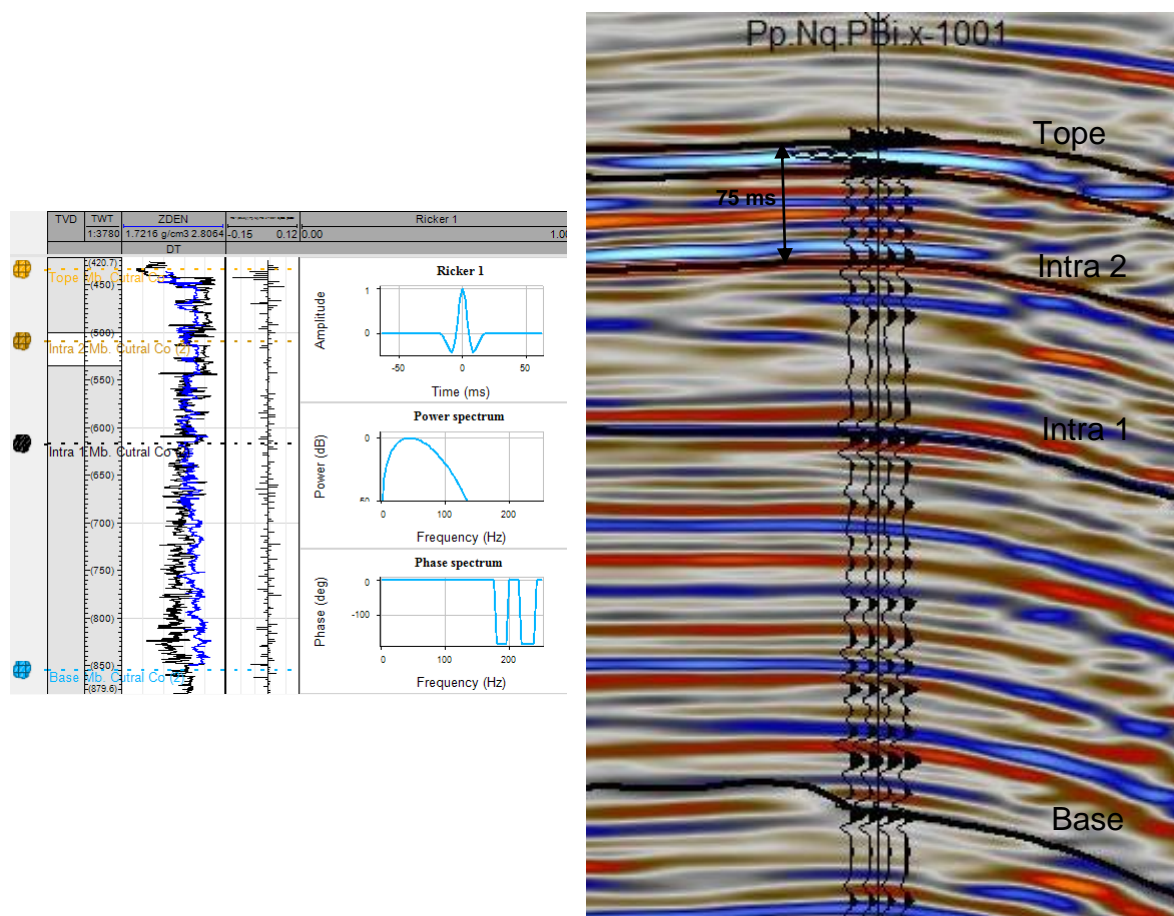


Figura 3.2.2: Sismograma sintético obtenido para el pozo Pp.Nq.PBi.x-1001.

En la figura 3.2.3 (correspondiente a la *Inline* 250) se puede observar, en la parte superior, que correlación entre la sísmica y la traza sintética es muy buena sobre todo en el intervalo entre 400 y 650 ms, quedando solo la parte profunda con correlación más baja.

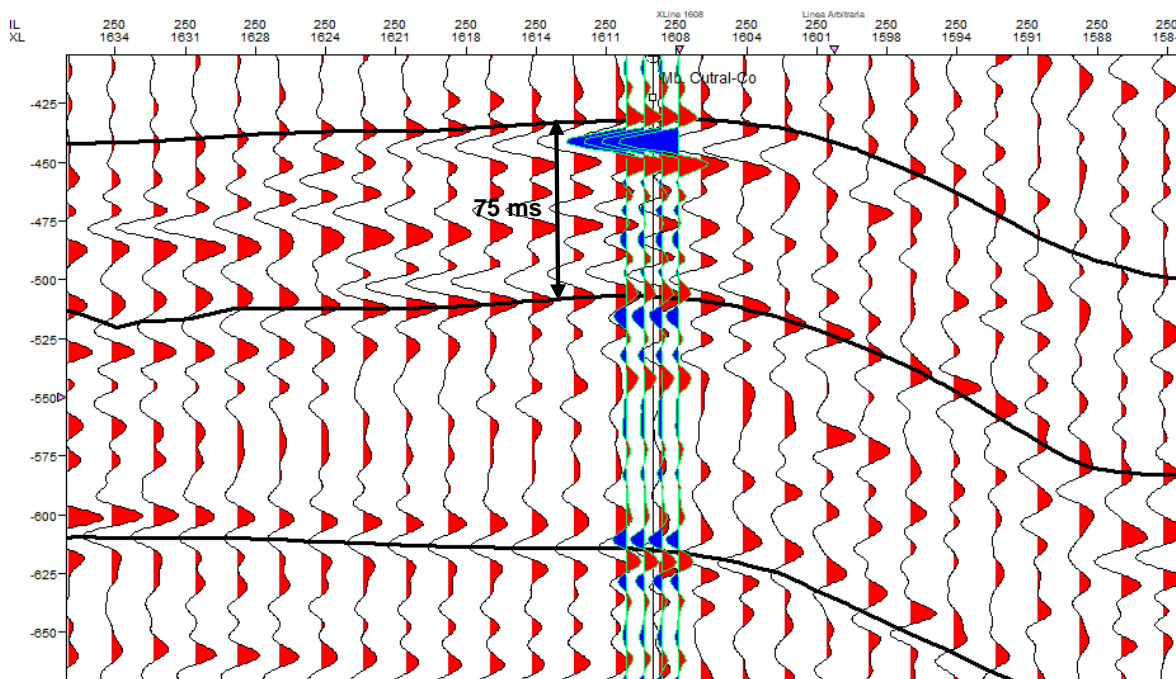


Figura 3.2.3: Sismograma sintético obtenido para el pozo Pp.Nq.PBi.x-1001 en la *inline* 250.

### 3.3 Interpretación y correlación de horizontes

La interpretación del Mb. Cutral Có, se dividió en 4 horizontes: Base, Intra 1, Intra 2, y Tope.

En principio, se realizó una interpretación detallada (con una densidad de 5 líneas/paso) del horizonte asociado al tope del Mb. Cutral Có (Figura 3.3.1) y de un reflector 15 ms por debajo de este (Figura 3.3.2).

La interpretación de este último reflector tuvo como objetivo que cada uno de los integrantes del equipo de estudio pudiera familiarizarse con el proceso y realizar una interpretación detallada del horizonte de interés. Asimismo se realizó una interpretación de reflectores significativos correspondientes al paquete Mb. Cutral Có - Mb. Pelítico inferior, con el fin de obtener un modelo estructura más ajustado/preciso en la zona de interés.

La observación de las figuras mencionadas, permiten inferir algún comentario sobre la calidad del dato. Los *gaps* en las interpretaciones están asociados a una pérdida de calidad del mismo (Figura 3.3.3). Esto resulta ser una información muy significativa porque, al momento del cálculo de atributos, la calidad de los mismos estará íntimamente ligada a aquella. Y condicionará la efectividad de la correlación de los mismos con los atributos geológicos.

La Base (Figura 3.3.4) se interpretó para el cálculo del espesor del cuerpo. Para ello se utilizó la herramienta Autotracking 3D, y luego se procedió a realizar un control de calidad, ajustando con mayor precisión cada 10 Inline/Xline.

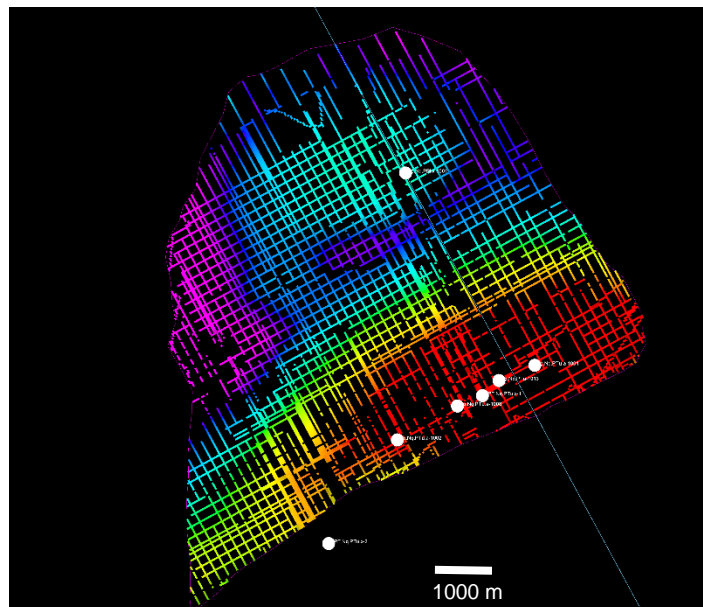


Figura 3.3.1: interpretación detallada del horizonte asociado al tope del Mb. Cutral C6.

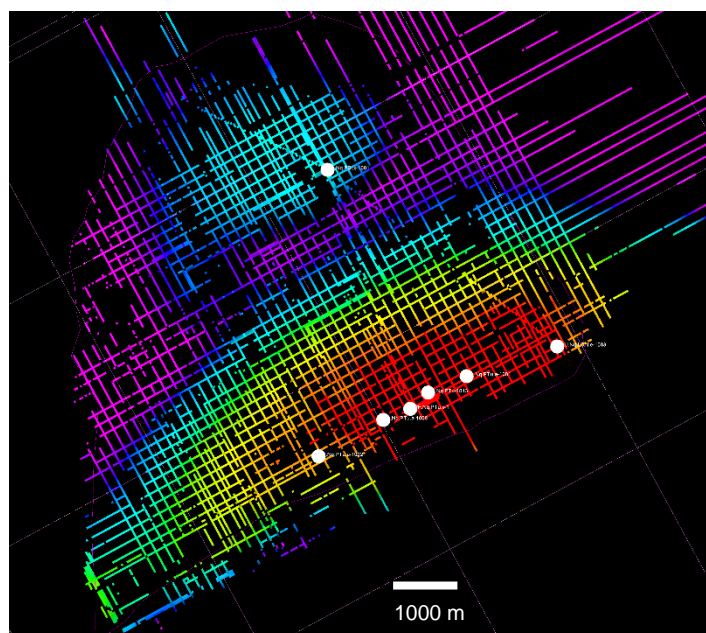


Figura 3.3.2: Interpretación detallada de un reflector 15 ms del horizonte asociado al tope del Mb. Cutral C6.



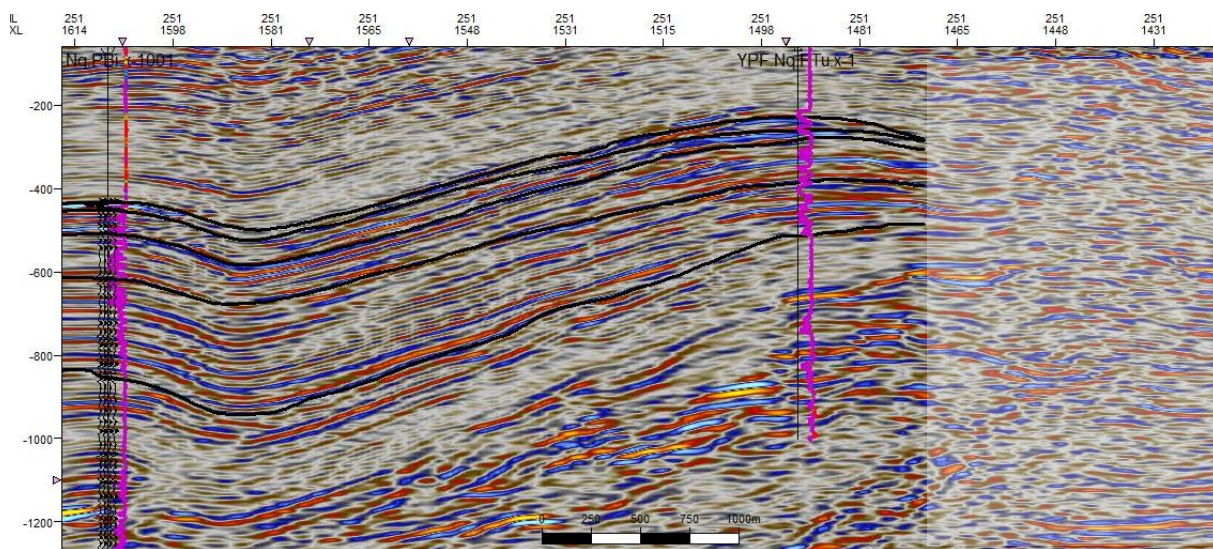


Figura 3.3.3: inline 251, donde se muestran los *gaps* mencionados anteriormente.

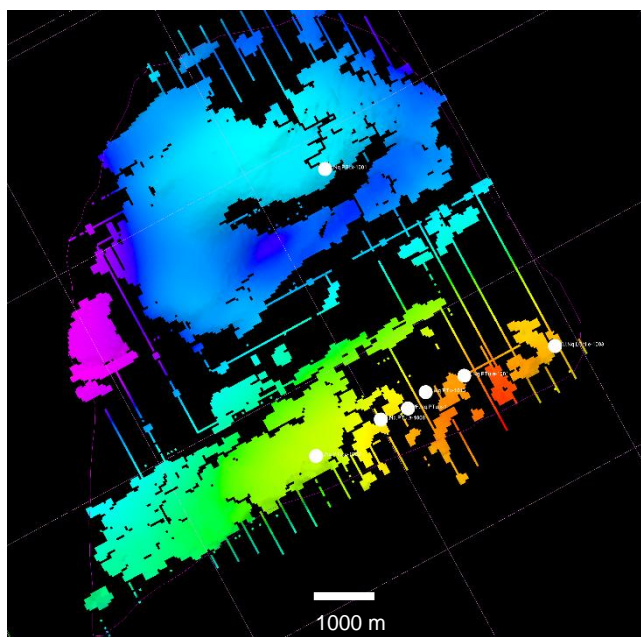


Figura 3.3.4: Autotracking 3D correspondiente a la base del Mb. Cutral Có.

Los horizontes Intra 1 y 2 (Figura 3.3.5 y 3.3.6) fueron interpretados utilizando autotracking, efectuando el correspondiente control de calidad, cada 10 Inline/Xline.

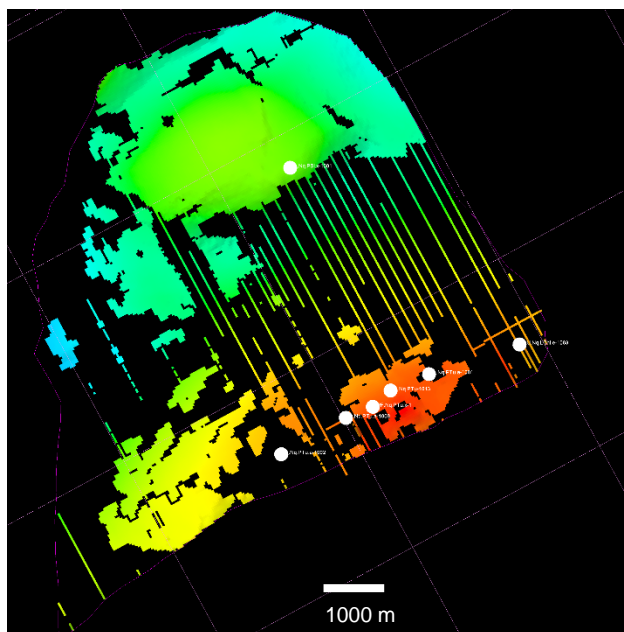


Figura 3.3.5: Autotracking 3D de reflector fuerte correspondientes al paquete Mb. Cutral C6, denominado Intra 1.

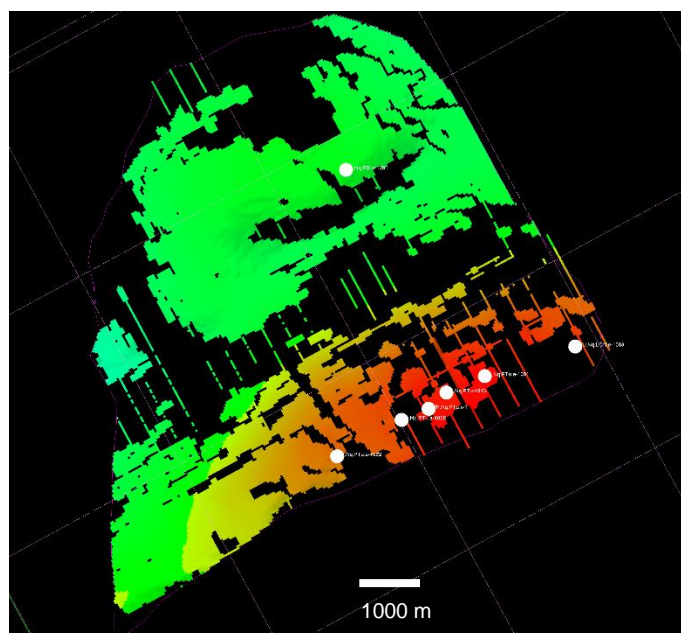


Figura 3.3.6: Autotracking 3D de reflector fuerte correspondientes al paquete Mb. Cutral C6, denominado Intra 2.



Estos horizontes fueron elegidos por su carácter sísmico, ya que presentaban gran amplitud y generaban un contraste con los horizontes superiores e inferiores. La interpretación tuvo como objetivo darle al Mb. Cutral Có un mayor ajuste estructural, al mismo tiempo que mejoró la visualización de zonas de Onlap (Figura 3.3.7).

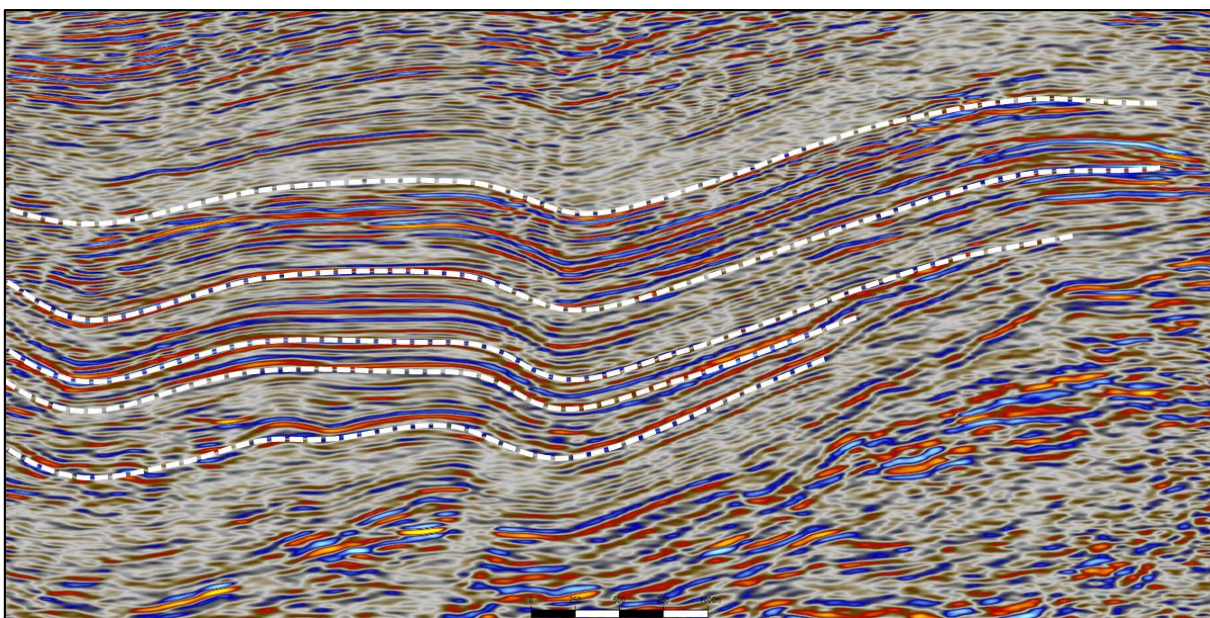


Figura 3.3.7. Sección sísmica Puesto Touquet, visualización de zonas onlap.

El Tope correspondiente al Mb. Cutral Có se interpretó con mayor detalle (como se mencionó anteriormente), ya que fue considerado el nivel de mayor importancia a la hora de la interpretación estratigráfica y el proceso de atributos.

### 3.4 Interpretación y correlación del sistema de fallas

Se interpretó el marco estructural del cubo, dando mayor importancia a la zona de Puesto Touquet (figura 3.4.1). Al mismo tiempo en que se realizó la interpretación del tope del Mb. Cutral Có, se procedió a realizar el análisis de las fallas que cortaban los horizontes de interés. En la primera etapa de la interpretación de las mismas no se realizó diferenciación alguna de las estructuras, solo se buscaron identificar discontinuidades en los reflectores.

En la etapa siguiente se agruparon las fallas según su geometría y su jerarquía, agrupándolas según correspondiera en:

- Falla principal SO-NE
- Fallas transversales a la falla principal
- Fallas paralelas a la falla principal, de menor jerarquía
- Otras fallas aisladas

Según su jerarquía se corrigió, verificó, e identificó a cada falla agrupada.

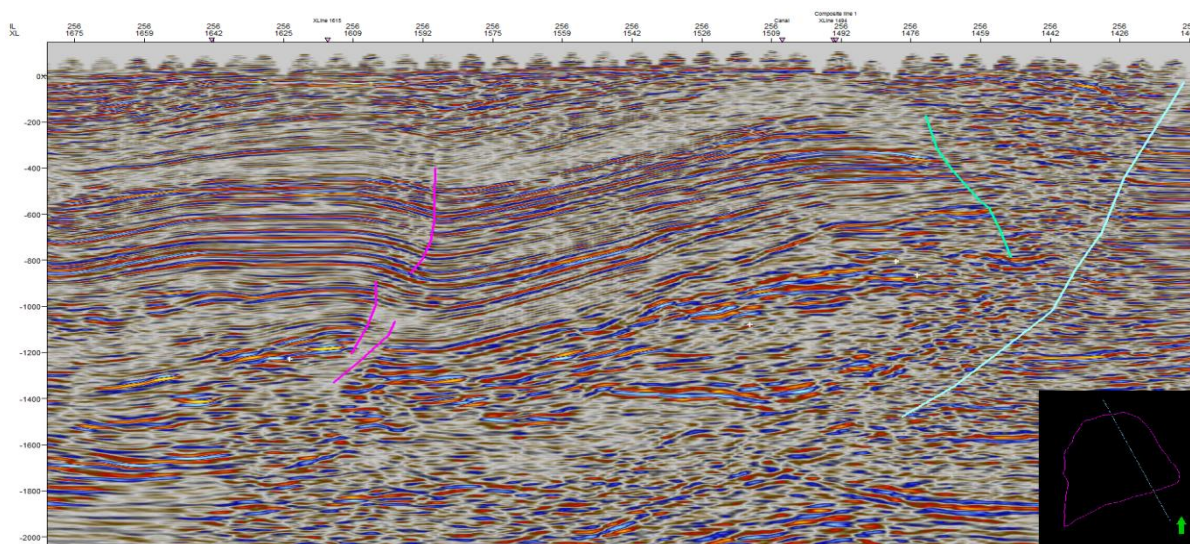


Figura 3.4.1: Inline 256, interpretación de fallas paralelas a la falla principal.

En un intento de mejorar la visualización de las fallas, se utilizaron atributos de curvatura y varianza. El primero pretende resaltar el efecto de flexura de las capas en el área cercana a los planos de falla y el segundo, acentuar las discontinuidades (Figura 3.4.2). Los mismos no aportaron evidencias significativas.

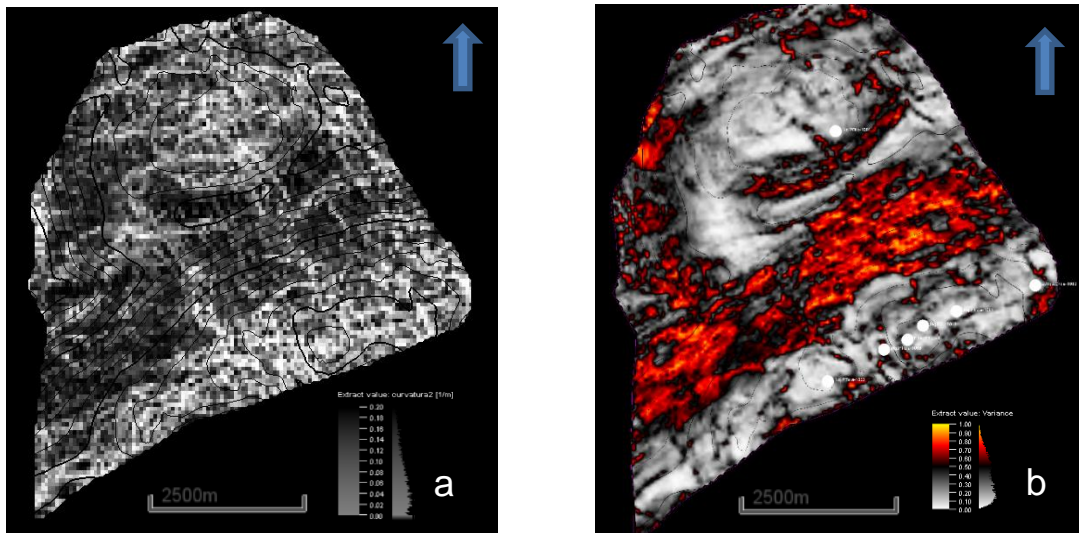


Figura 3.4.2: Resultado de distintos atributos corridos en la superficie asociada al tope del Mb. Cutral Có. a. curvatura y b. varianza.

Adelantándonos a la siguiente sección se muestra el horizonte asociado al Mb. Cutral Có cortado por las fallas que se han interpretado (Figura 3.4.3).



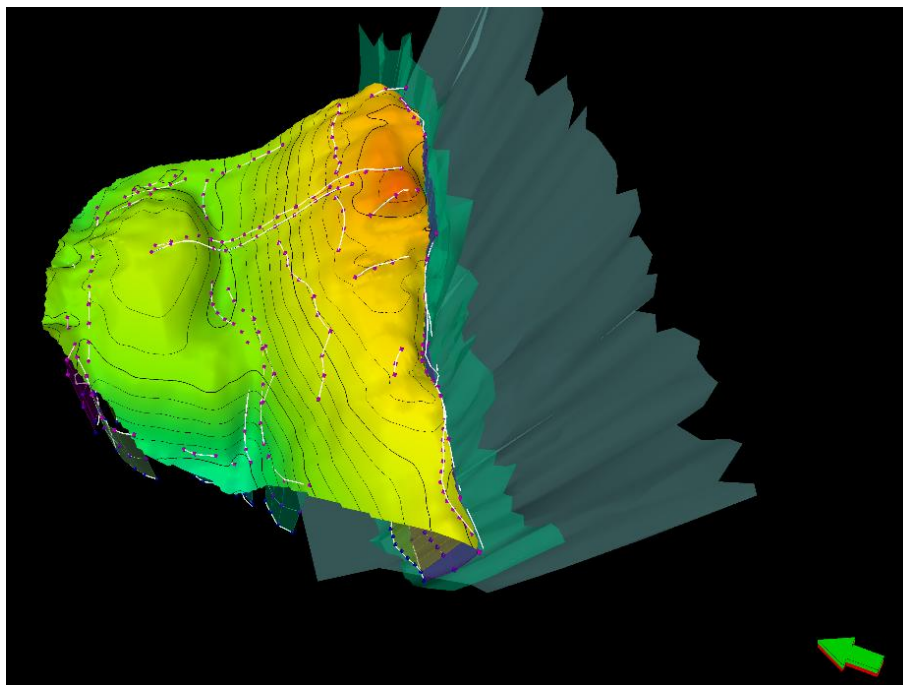


Figura 3.4.3: horizonte asociado al Mb. Cutral Có cortado por las fallas interpretadas vista en 3D.

### 3.5 Mapeo estructural en tiempo (isócronos)

Una vez realizada la interpretación de horizontes y fallas se realizaron los mapas en tiempo (isócrono) de cada horizonte de interés, poniendo un mayor énfasis en el horizonte asociado al tope del Mb. Cutral Có (Figura 3.5.1 y Figura 3.5.2). También se muestran los resultados obtenidos para el horizonte 15 ms por debajo del reflector asociado al tope del Mb. Cutral Có (Figura 3.5.3) y el resto de las superficies correspondientes a los reflectores fuertes del paquete Mb. Cutral Có (Figura 3.5.4).

***El horizonte asociado al tope del Mb. Cutral Có se interpretó de manera detallada, para poder utilizar la superficie en el proceso de atributos.***

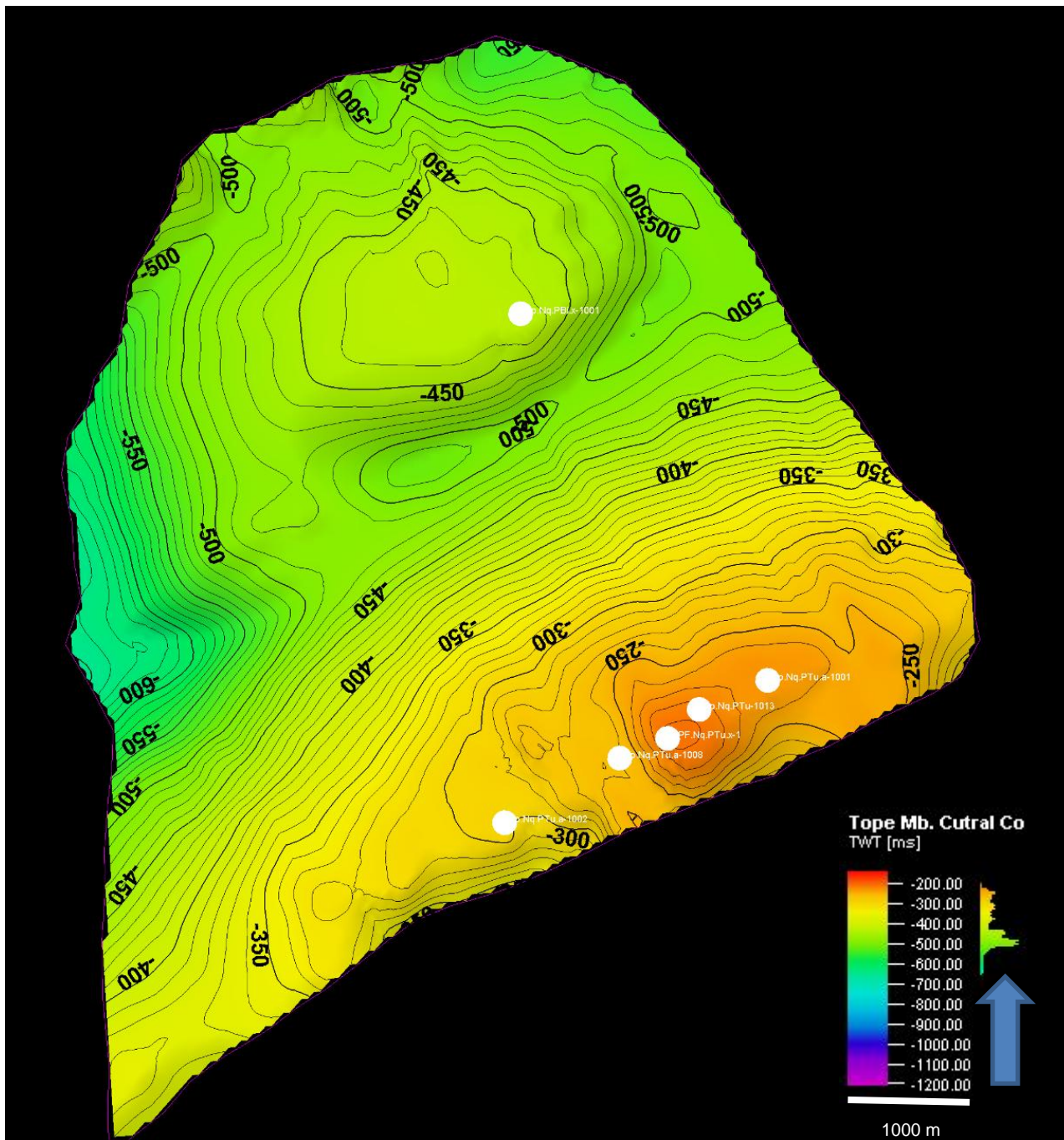


Figura 3.5.1: Mapa isócrono asociado al tope del Mb. Cutral Có.

El polígono utilizado, limita con una gran falla al SE de la estructura, y representa un área de más de 38 km<sup>2</sup>. Se comenzó con una interpretación del horizonte cada 50 Inline/Xline, luego se procedió cada 10 Inline/Xline, y por último cada 5 Inline/Xline. Una vez finalizada la interpretación, se realizó un control de calidad, ajustando horizonte en zonas de falla y/o con mala calidad de adquisición sísmica.

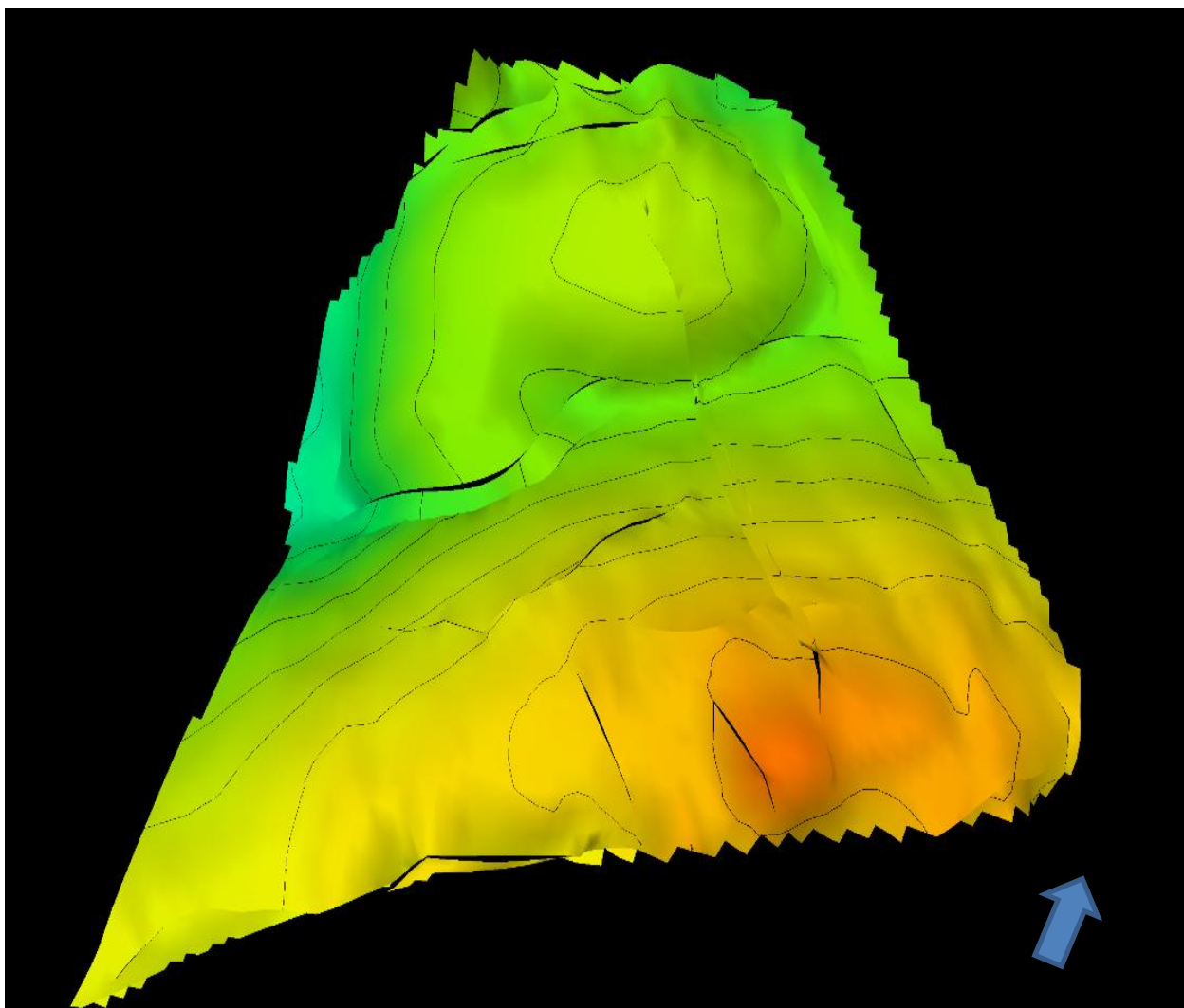


Figura 3.5.2: Visualización 3D de las fallas interpretadas sobre el plano isócrono anterior.



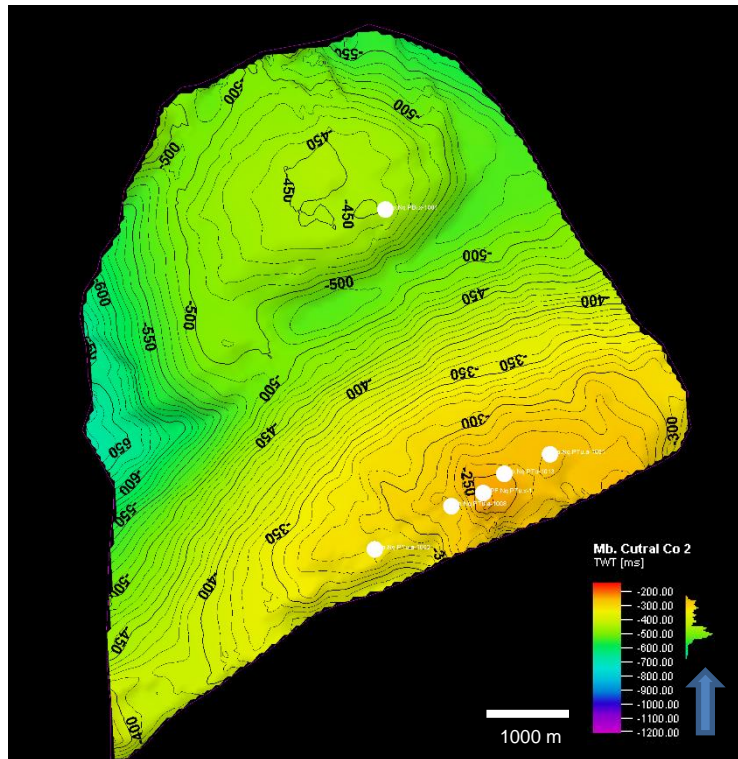
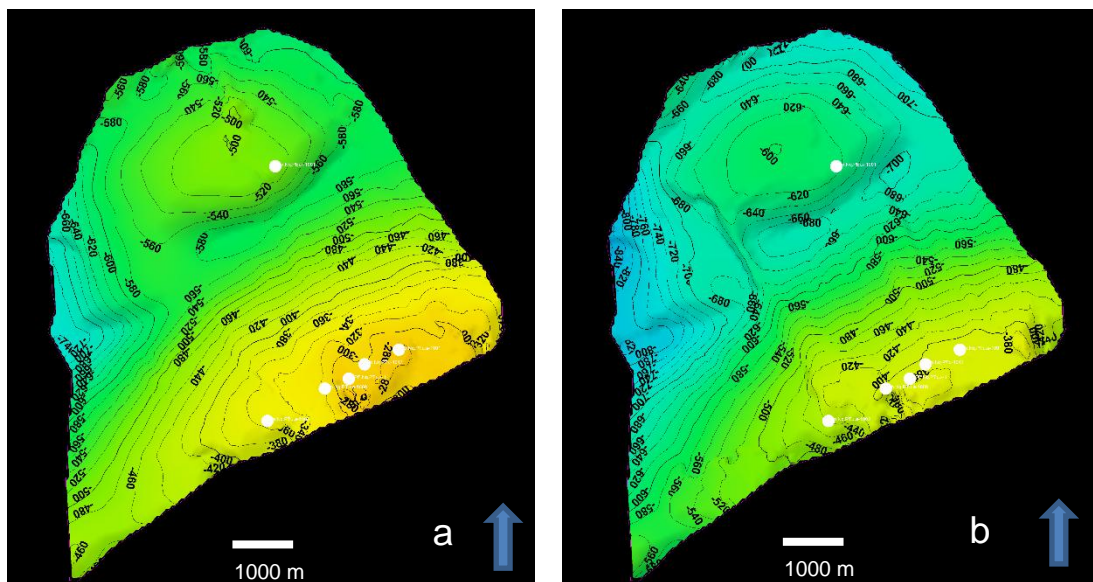


Figura 3.5.3: Mapa isócrono asociado al tope del Mb. Cutral C62.



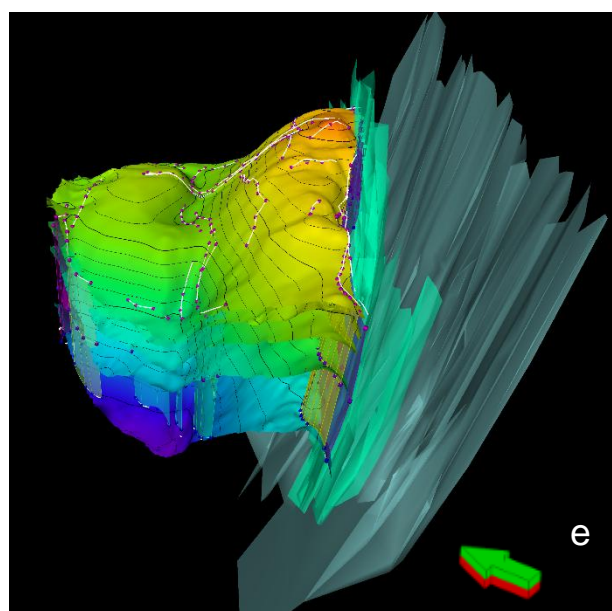
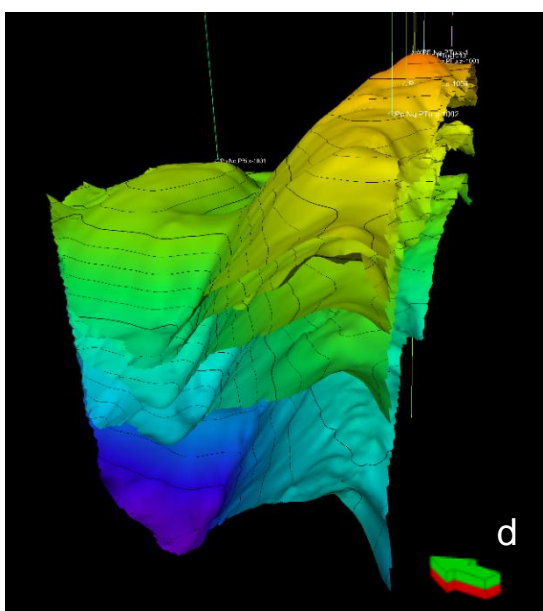
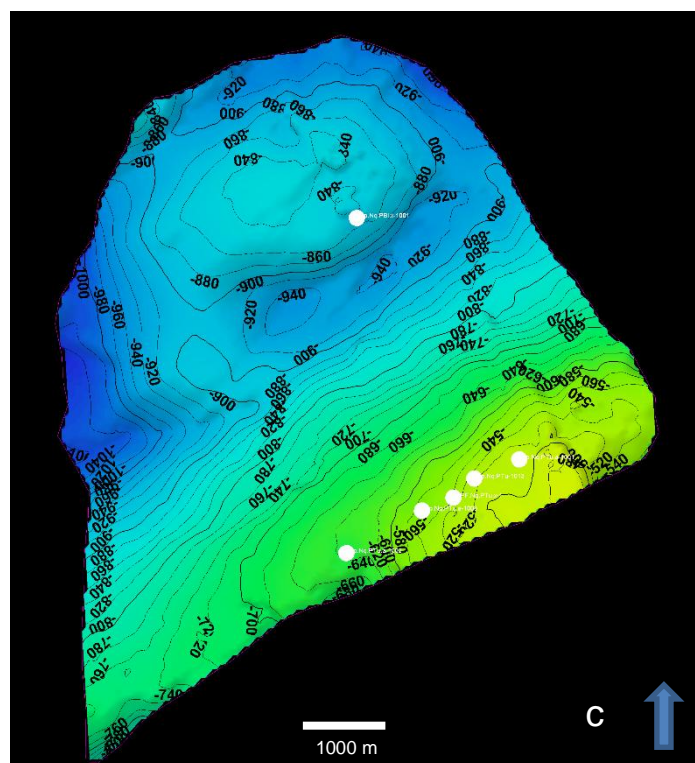


Figura 3.5.4: isócronos correspondientes a Intra 2 (a), Intra1 (b), Base del Mb. Cutral C6, visualización 3D de las superficies isócronas asociadas a los horizontes interpretados (d) y fallas interpretadas (e).



### 3.6 Modelo de velocidad y conversión a profundidad

Una vez finalizado el marco estructural en tiempo, se procedió a convertir a profundidad los horizontes. El pasaje a profundidad de los mismos se realizó utilizando los datos de topes de pozos, guiados con la tendencia del mapa en tiempo.

Se encontró una ley teórica de velocidad que nos proporcionara un mejor ajuste a los datos observados. Se eligió, para este trabajo, una relación lineal de la velocidad con la profundidad, ya que ésta presenta buenos resultados en el caso de tener alternancia de lutitas y areniscas.

Esta función está basada en la suposición de un incremento lineal de la velocidad con la profundidad, es decir  $V(z)$ , donde se toma la velocidad como función de la profundidad. La ecuación está representada como:

$$V(z) = V_0 + Kz, \quad (3.6.1)$$

donde,  $V$ : velocidad a la profundidad  $z$ ,  $z$ : profundidad desde el nivel de referencia,  $V_0$ : velocidad inicial y  $K$ : razón del incremento velocidad-profundidad.

En la tabla 3.6.1 se muestran los errores obtenidos para una primera aproximación del modelo de velocidad al haber corregido solo con los pozos Pp.Nq.PBi.x-1001 y YPF.Nq.PTu.x-1, siendo estos pozos los que definen la estructura de la zona de estudio.

Well	X-value	Y-value	Z-value	Horizon after	Diff after	Corrected?
Pp.Nq.PBi.x-1001	2487621.0	5686276.7	-295.57	-295.57	-0.00	Yes
Pp.Nq.PTu.a-1002	2487250.1	5682250.0	-97.86	-86.14	-11.72	No
Pp.Nq.PTu.a-1001	2489400.3	5683251.6	6.85	-0.17	7.03	No
Pp.Nq.PTu-1013	2488844.0	5683054.0	27.19	20.48	6.72	No
YPF.Nq.PTu.x-1	2488580.0	5682840.0	39.91	39.91	0.00	Yes
PLU.Nq.LChi.e-1003	2490700.2	5683592.0	-38.61	-41.99	3.38	No
Pp.Nq.PTu.a-1008	2488191.3	5682706.7	-46.35	-37.33	-9.02	No

Tabla 3.6.1: Errores corrigiendo con Ptu x1 y Pbi 1001.

Al notar que los errores obtenidos eran menores a 12m y aceptables de acuerdo a la complejidad de la región de estudio, se procedió de la siguiente manera:

1. Se realizó un nuevo modelo, corrigiendo además con los datos de los pozos que definen el eje del anticlinal del área correspondiente a Pto. Touquet.

2. Como los resultados fueron alentadores se procedió a realizar ya un modelo definitivo corregido por los pozos que se muestran en la tabla 3.6.2.

Well	X-value	Y-value	Z-value	Horizon after	Diff after	Corrected?
Pp.Nq.PBi.x-1001	2487621.0	5686276.7	-295.57	-295.57	-0.00	Yes
Pp.Nq.PTu.a-1002	2487250.1	5682250.0	-97.86	-97.86	-0.00	Yes
Pp.Nq.PTu.a-1001	2489400.3	5683251.6	6.85	6.85	0.00	Yes
Pp.Nq.PTu-1013	2488844.0	5683054.0	27.19	27.19	0.00	Yes
YPF.Nq.PTu.x-1	2488580.0	5682840.0	39.91	39.91	0.00	Yes
PLU.Nq.LChi.e-1003	2490700.2	5683592.0	-38.61	-38.61	-0.00	Yes
Pp.Nq.PTu.a-1008	2488191.3	5682706.7	-46.35	-46.35	-0.00	Yes

Tabla 3.6.2: Errores utilizando todos los pozos.

La zona donde se realizó el estudio presenta una fuerte inversión, con lo cual el horizonte de interés es muy superficial. Por ese motivo, al no poseer horizontes interpretados por encima de nuestro horizonte de interés, se obtuvo un modelo de velocidad asociado solo a la superficie correspondiente al tope del Mb. Cutral Có.

Una vez obtenido el modelo de velocidad, se procedió a convertir a profundidad los mapas isócronos. En la figura 3.6.1 se observa el mapa en profundidad asociado al tope del Mb. Cutral Có y del horizonte 15 ms por debajo del reflector asociado al tope del Mb. Cutral Có (Figura 3.6.2).

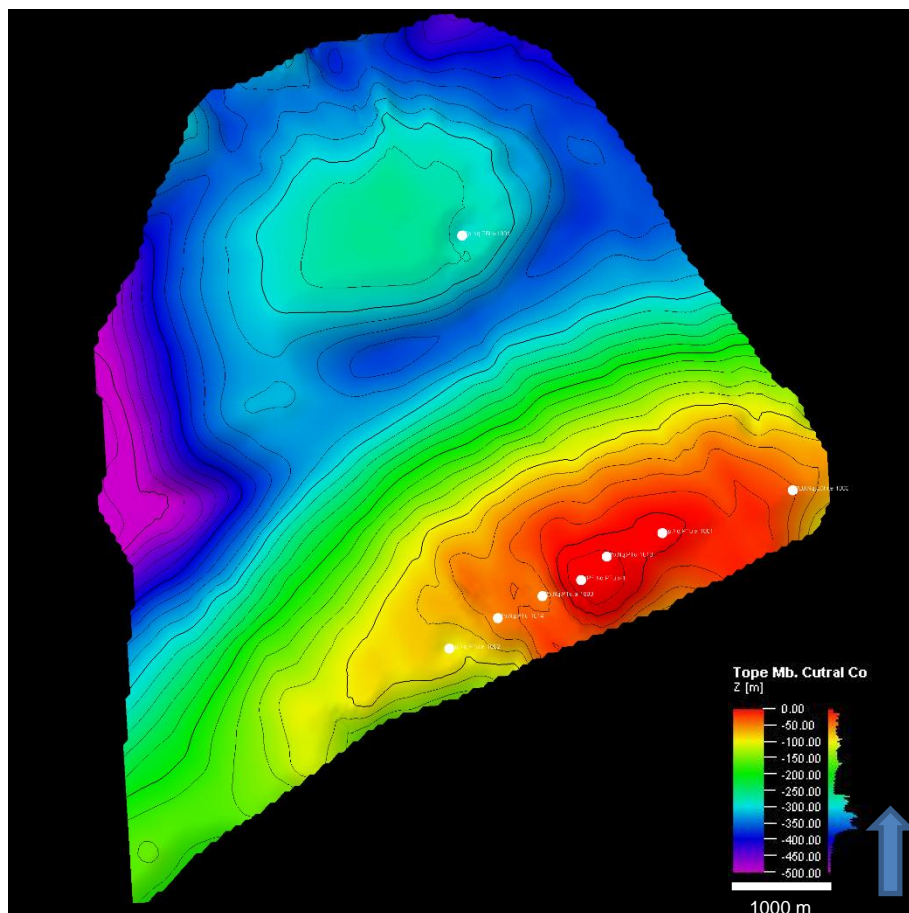


Figura 3.6.1: Mapa en profundidad asociado al tope del Mb. Cutral Có.

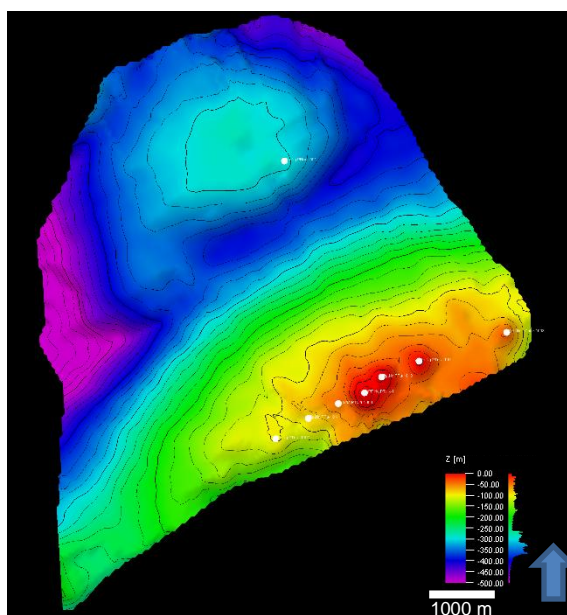


Figura 3.6.2: Mapa en profundidad asociado al horizonte 15ms por debajo del tope.

## 4. ATRIBUTOS SÍSMICOS

Un atributo sísmico puede definirse como cualquier medida realizada sobre los datos sísmicos (tal como: amplitud, frecuencia y fase) que ayude a visualizar o cuantificar mejor las características de interés para la interpretación (Chopra and Marfurt, 2007). Los atributos pueden ser medidos y calculados en un instante de tiempo o sobre una ventana de tiempo, como así también sobre una traza sísmica, sobre un conjunto de trazas o sobre una superficie interpretada de los datos sísmicos.

Como se planteó anteriormente en este trabajo se deseaba estimar el potencial hidrocarburífero remanente correspondiente al área de estudio. Se realizó entonces un análisis de atributos sísmicos orientando a la búsqueda de trampas con un fuerte componente estratigráfico. Para ello, se buscó identificar los resultados de estos análisis con características estratigráficas compatibles con las definidas en zonas con registro de hidrocarburos.

### 4.1 RMS Amplitude

Este atributo está relacionado con la energía de la traza. Como puede apreciarse en la ecuación (4.1), cada valor de amplitud es elevado al cuadrado antes de realizar el promedio, de ello resulta que este atributo tiende a enfatizar las anomalías de amplitud mejor que otros atributos.

Se define como la raíz cuadrada de la traza sísmica, como se muestra en la ecuación citada a continuación:

$$RMS = \sqrt{\frac{\sum_1^n (a_i)^2}{n}}, \quad (4.1)$$

siendo  $a_i$  un valor instantáneo de amplitud y  $n$  el número de muestras.

Para el cálculo de los atributos, se realizó una extracción del cubo sísmico original, sin filtro y sin ganancia, que tuvo como objetivo enfocar nuestra atención en el Mb. Cutral Có de la Formación Los Molles, siendo este nuestro objetivo prospectivo. Este último con fin de agilizar el tiempo computacional que conlleva trabajar con todo el cubo completo. A continuación se muestra una *composite line* ubicada en el eje del anticlinal del área correspondiente a Pto. Touquet y el resultado obtenido con el atributo RMS (Figura 4.1.1).

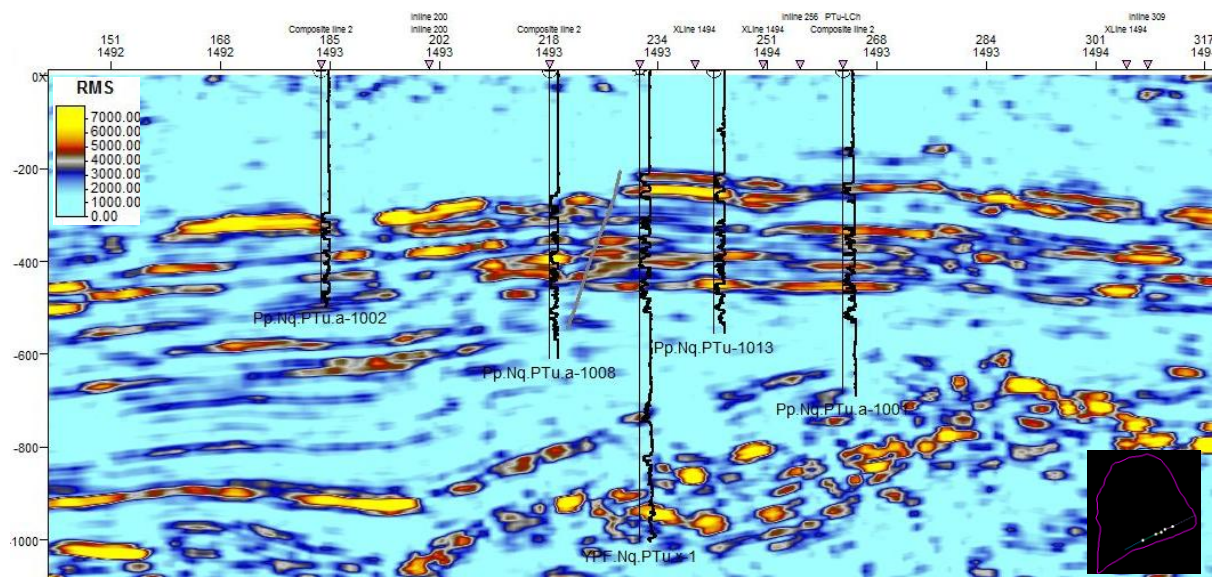


Figura 4.1.1: Resultado obtenido con atributo RMS

*Composite line* ubicada en el eje del anticlinal del área correspondiente a Pto Touquet, sobre el plano isócrono del tope del Mb. Cutra Cól

A medida que se realizaron los estudios de atributos se observó un rasgo que podría vincularse un alto contraste de impedancia acústica, sobre el tope del Mb. Cutral Có, que también se procedió a estudiar con mayor detalle (Figura 4.1.2). Este rasgo observado coincide con el Canal Rojo, descrito por Allo et al. (2014), como un cañón submarino vinculado a un ambiente de plataforma distal a talud, asociado a variaciones relativas del nivel del mar. El mismo se encuentra inciso en el Mb. Pelítico Superior, de la Formación Los Molles, con una orientación SSO-NNE.



En el registro sísmico el Canal Rojo es un rasgo conspicuo, de carácter erosivo y con forma de un gran valle, con fuertes contrastes de impedancia acústica, que corresponderían al relleno del canal (Figura 4.1.3), que ensayaron gas en los pozos que la atravesaron.

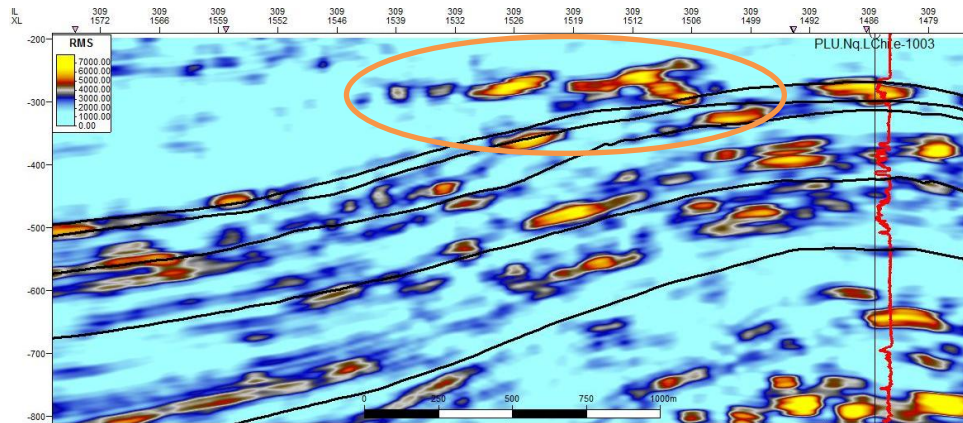


Figura 4.1.2: resultado para el atributo RMS, inline 309.

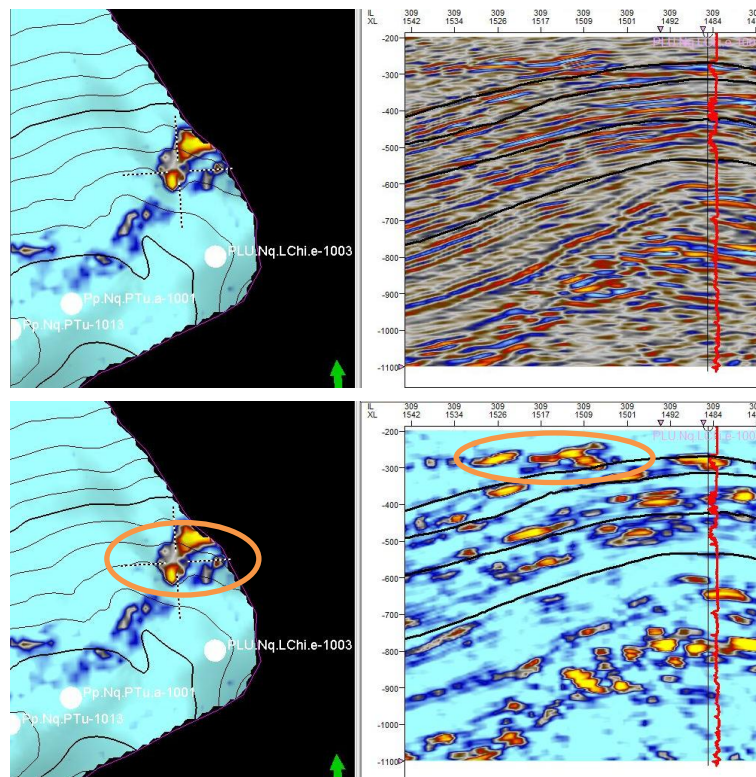


Figura 4.1.3: Inline 309. Resultado obtenido con atributo sísmico y correlacionado con la sísmica y perfil de potencial espontáneo.

La implementación para obtener los resultados con el atributo RMS se realizó de dos maneras. Por lado, se corrió como un atributo de superficie donde se siguió como tendencia el horizonte correspondiente al tope del Mb. Cutral Có y por el otro lado, aprovechando la definición del *crop* del cubo sísmico, se corrió como atributo de volumen extrayendo un valor a distinto tiempo siguiendo también la tendencia de la superficie antes mencionada.

En un principio, se obtuvo la amplitud media cuadrática (RMS) para ventanas que se deslizan sobre la traza sísmica (del orden de 20 ms a 30 ms), para de esta manera lograr resaltar los contrastes de impedancia acústica presentes en la sísmica.

A partir de los estudios petrofísicos realizados en los pozos que se encuentran sobre el eje del anticlinal de Puesto Touquet, se observaron dos niveles arenosos por debajo del tope asociado al Mb. Cutral Có, que están asociados con altos contrastes de impedancia acústica obtenida con los atributos.

A continuación se muestran los resultados obtenidos con atributos correspondientes a esos paquetes, por un lado se observa el paquete arenoso 1, en donde se tomó una ventana de 20 ms desde el tope interpretado (Figura 4.1.4) y por el otro lado, paquete arenoso 2, en donde se tomó una ventana de 40 ms a 20 ms del tope interpretado (Figura 4.1.5).

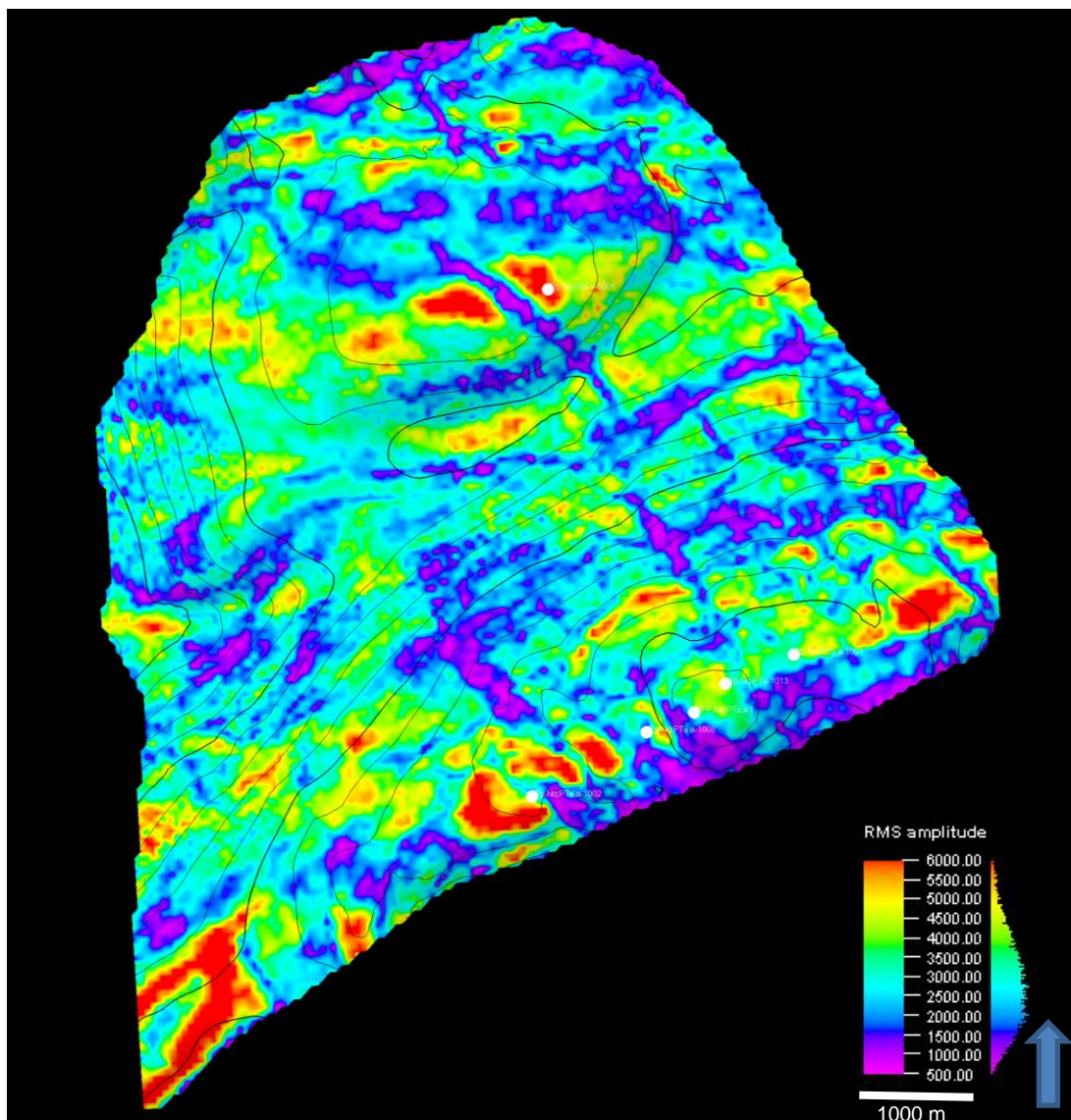


Figura 4.1.4: resultado del atributo RMS para el paquete 1, en donde se tomo una ventana de 20 ms desde el tope interpretado.



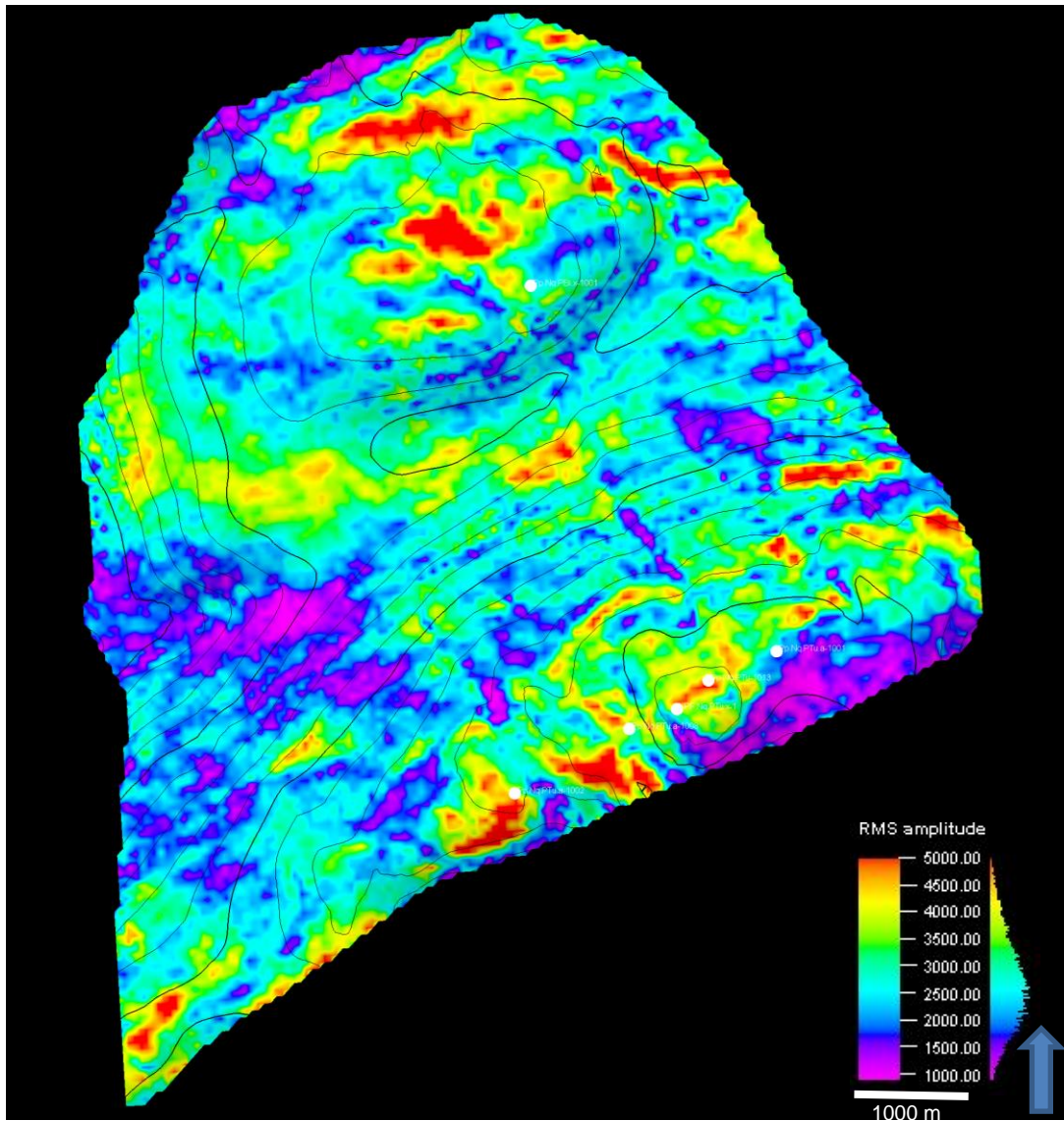


Figura 4.1.5: resultado del atributo RMS para el paquete 2, en donde se tomó una ventana de 40 ms a 20 ms del tope interpretado.

También se muestran los resultados obtenidos con el atributo RMS donde se evidenció la existencia del canal antes descrito por Allo et al. (2014). Primero se tomó una ventana de 30 ms a 50 ms del tope interpretado hacia arriba (Figura 4.1.6) y luego se tomó una ventana de 40 ms a 45 ms por encima del tope interpretado (Figura 4.1.7).

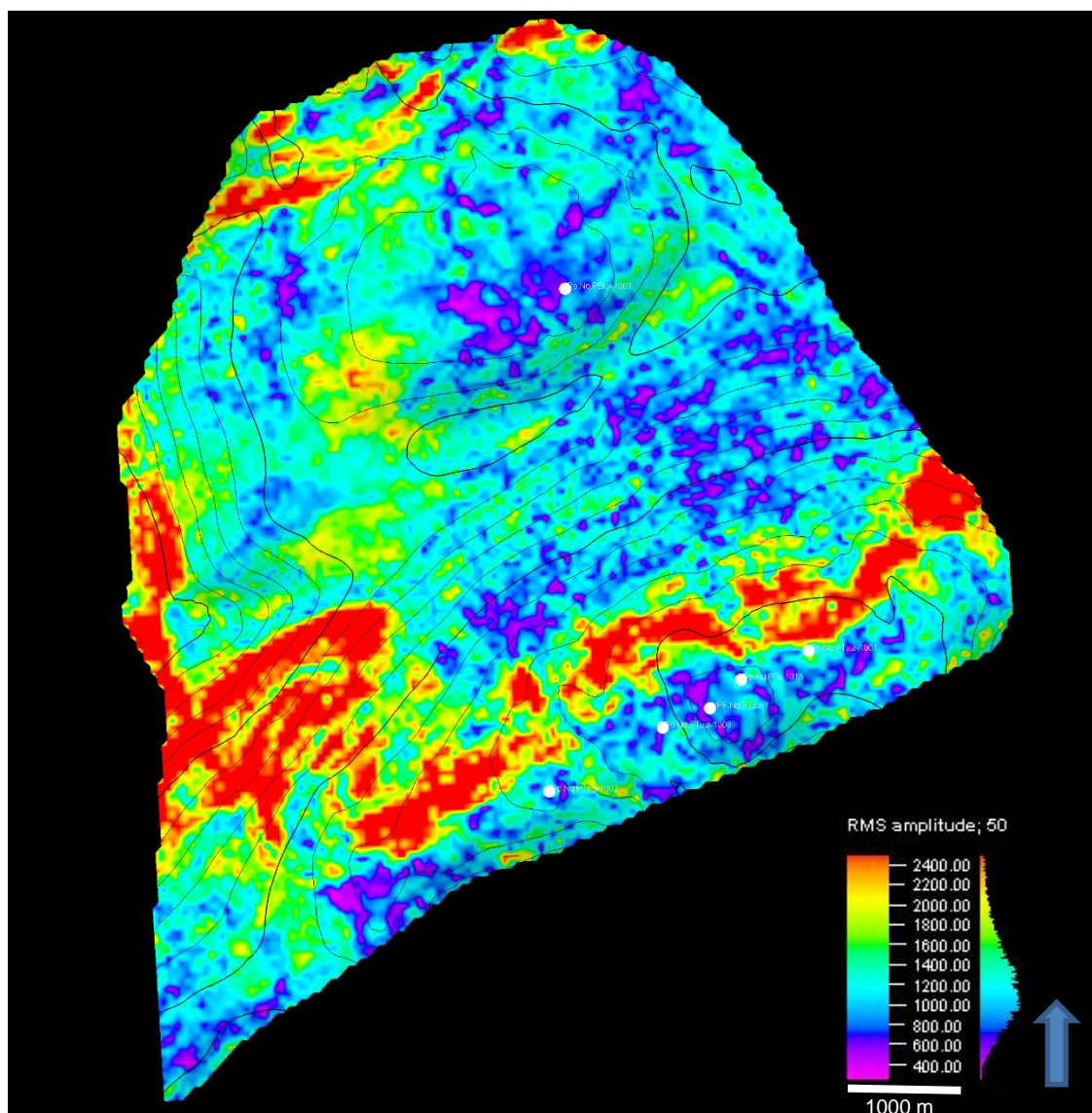


Figura 4.1.6: resultado del atributo RMS para el canal rojo en donde se tomó una ventana de 30 ms a 50 ms por encima del tope interpretado.

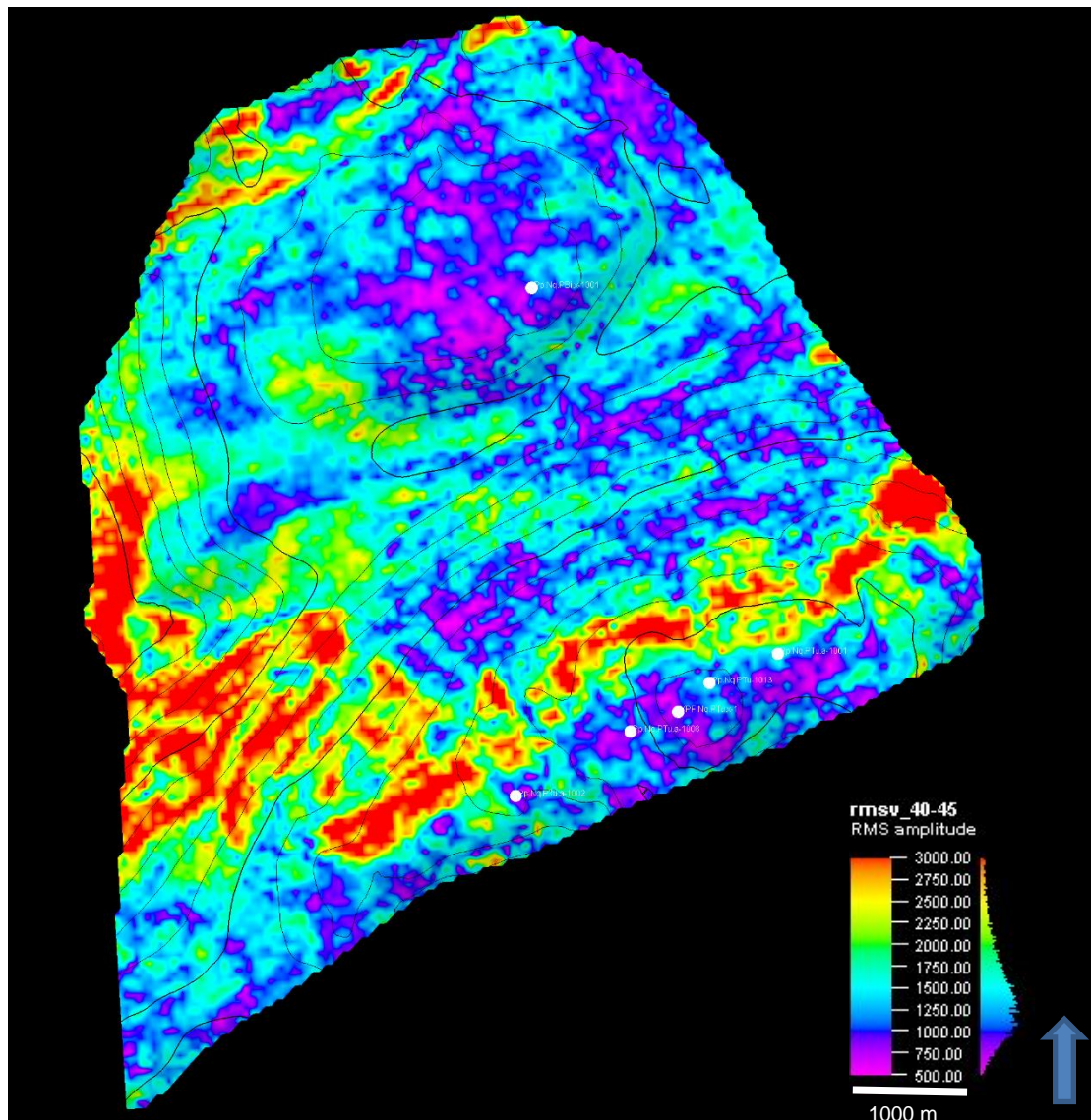


Figura 4.1.7: resultado del atributo RMS para el canal en donde se tomó una ventana de 40 ms a 45 ms por debajo del tope interpretado.



Además, se pudo advertir que para este caso, el atributo, presenta una buena correlación con las fallas (Figura 4.1.8).

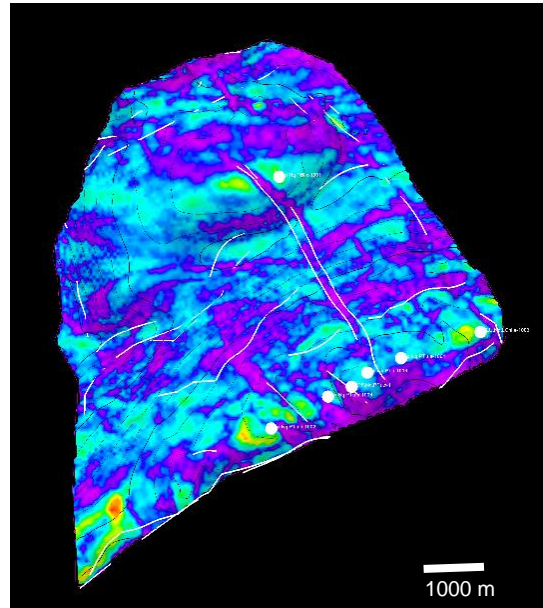


Figura 4.1.8: Resultados obtenidos para el atributo RMS superponiendo las fallas interpretadas.

## 4.2 Sweetness

Este atributo es empleado para la interpretación de litología, donde los valores altos están relacionados con arenas.

Es función del Envolvente y de la Frecuencia instantánea:

$$s(t) = \frac{e(t)}{\sqrt{f_c(t)}}, \quad (4.2)$$

siendo  $e(t)$  la envolvente y  $f_c(t)$  la frecuencia.

### Envolvente

Representa la energía instantánea de la señal y es directamente proporcional al contraste de la impedancia acústica. Permite resaltar los eventos más importantes de la sísmica, como por ejemplo, fallas, discontinuidades (vinculado a la presencia de fallas o fracturas, como también aspectos estratigráficos), límites de secuencia.

Si nos enfocamos en obtener rasgos geológicos, los resultados de este atributo podrían asociarse a cambios en la depositación y en la litología.

Se obtiene al calcular la raíz cuadrada de los cuadrados de la parte real e imaginaria de la traza sísmica (Chopra y Marfurt, 2007), tal como se observa en la ecuación (4.3):

$$e(t) = [f^2(t) + g^2(t)]^{1/2} . \quad (4.3)$$

### Frecuencia Instantánea

Resulta muy útil para el mapeo de cambios sutiles. Puede indicar la presencia de hidrocarburos, zonas de fractura, cambios laterales en espesores y cambios laterales en litología.

Se define como la razón de cambio de la fase instantánea

$$f_c(t) = \frac{\partial \varphi(t)}{\partial t} . \quad (4.4)$$

Con el atributo *Sweetness*, se buscó contrastar los resultados obtenidos con RMS. En este caso se corrió como atributo de volumen extrayendo valores a diferente tiempo que siguió como tendencia la superficie asociada al Mb. Cutral Có tal como se había realizado con RMS.

En la figura 4.2.1 se muestra una *composite line* ubicada en el eje del anticlinal del área correspondiente a Pto. Touquet y el resultado obtenido con el atributo RMS.

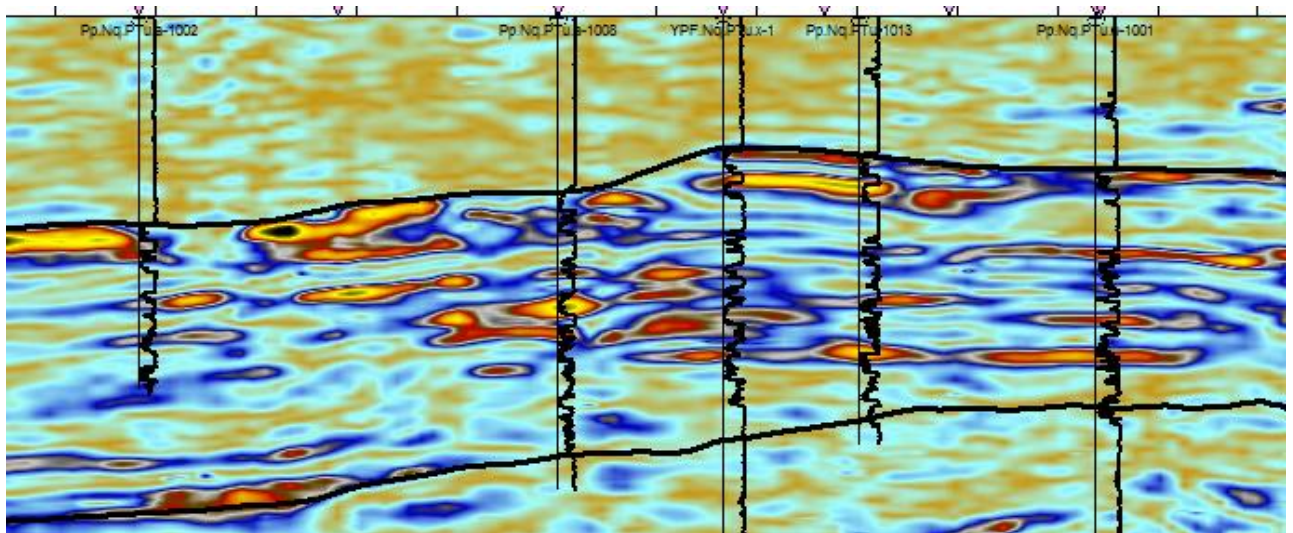
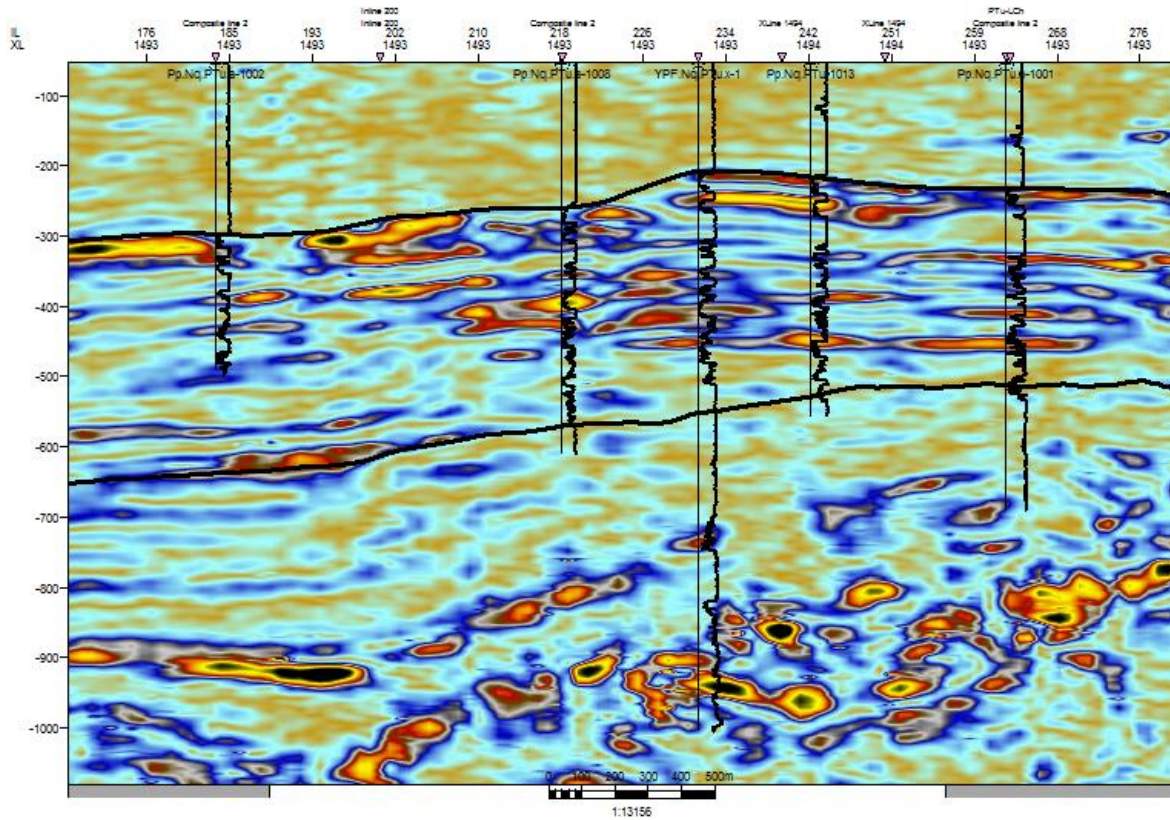


Figura 4.2.1: Resultado obtenido con atributo *Sweetness*  
*Composite line* ubicada en el eje del anticlinal del área correspondiente a Pto Touquet,  
sobre el plano isócrono del tope del Mb. Cutral Có



Se muestran los resultados obtenidos con este atributo correspondientes a los paquetes arenosos antes mencionados, por un lado se observa el paquete arenoso 1, en donde se tomó una ventana de 20 ms desde el tope interpretado (Figura 4.2.2) y por el otro lado, paquete arenoso 2, en donde se tomó una ventana de 40 ms a 20 ms del tope interpretado (Figura 4.2.3).

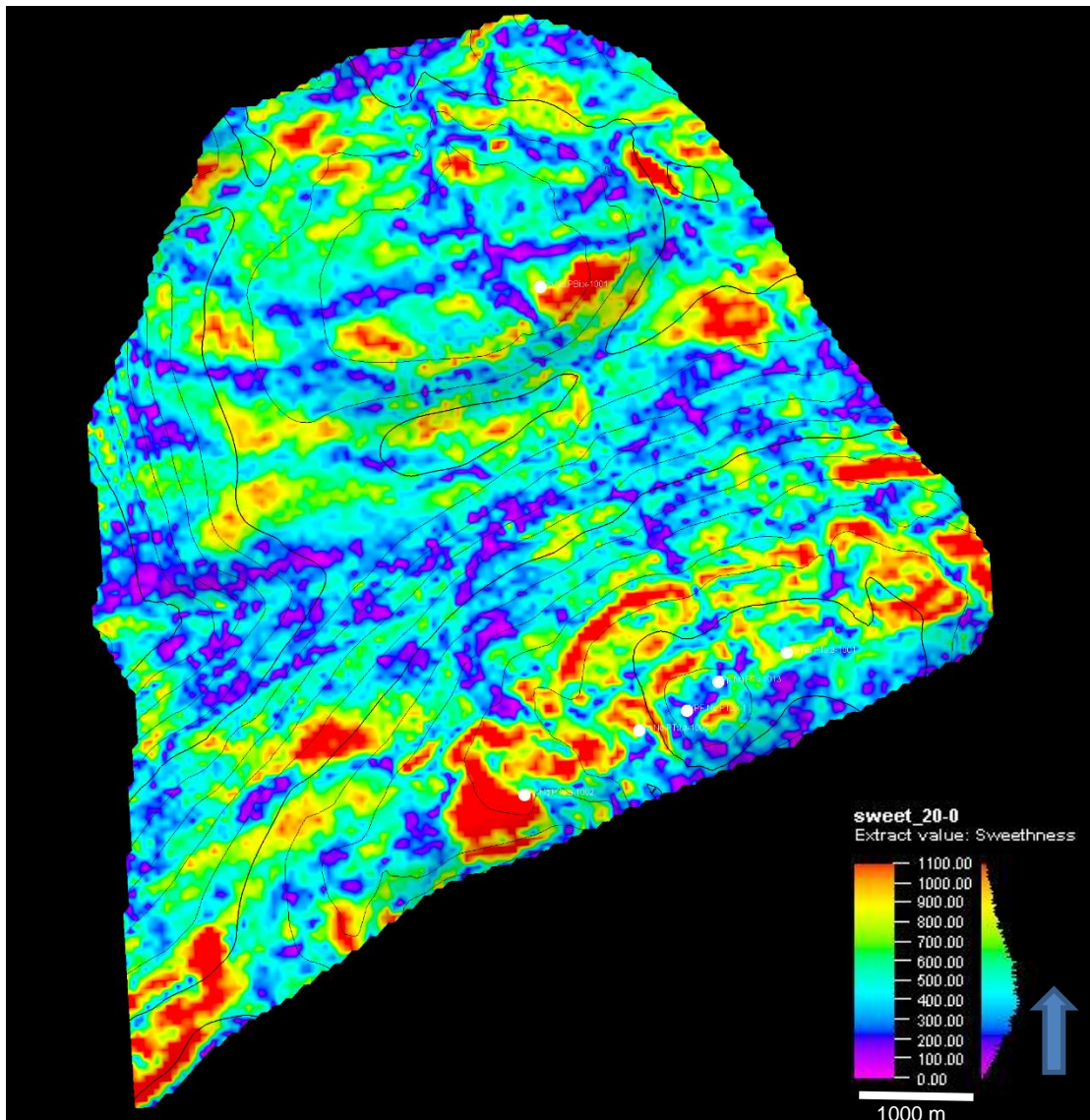


Figura 4.2.2: resultado del atributo Sweetness para el paquete 1, en donde se tomó una ventana de 20 ms desde el tope interpretado.

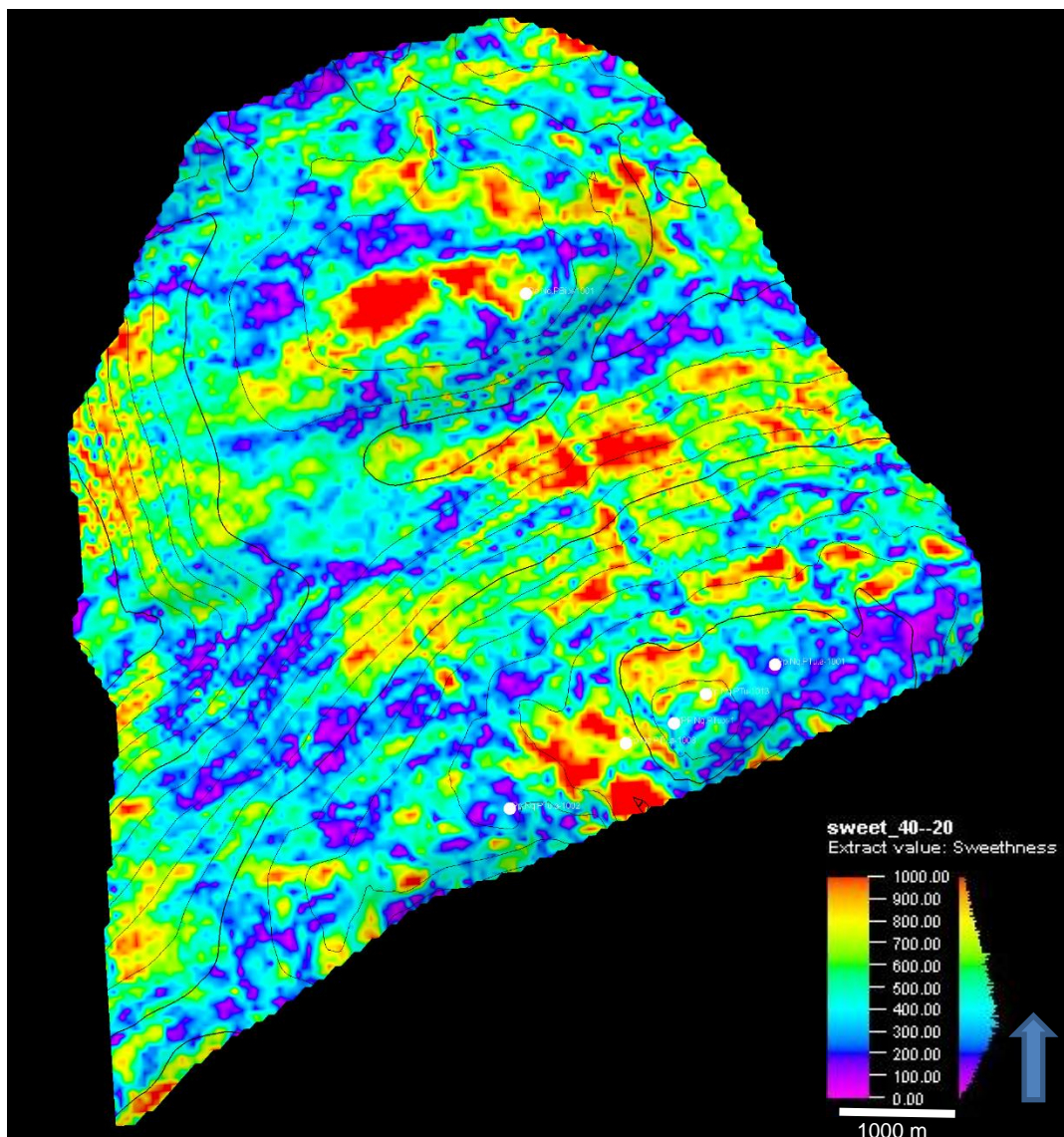


Figura 4.2.3: resultado del atributo RMS para el paquete 2, en donde se tomó una ventana de 40 ms a 20 ms del tope interpretado.



También se muestran los resultados obtenidos con el atributo *Sweetness* donde se tomó una ventana de 30 ms a 50 ms por encima del del tope interpretado (Figura 4.2.4).

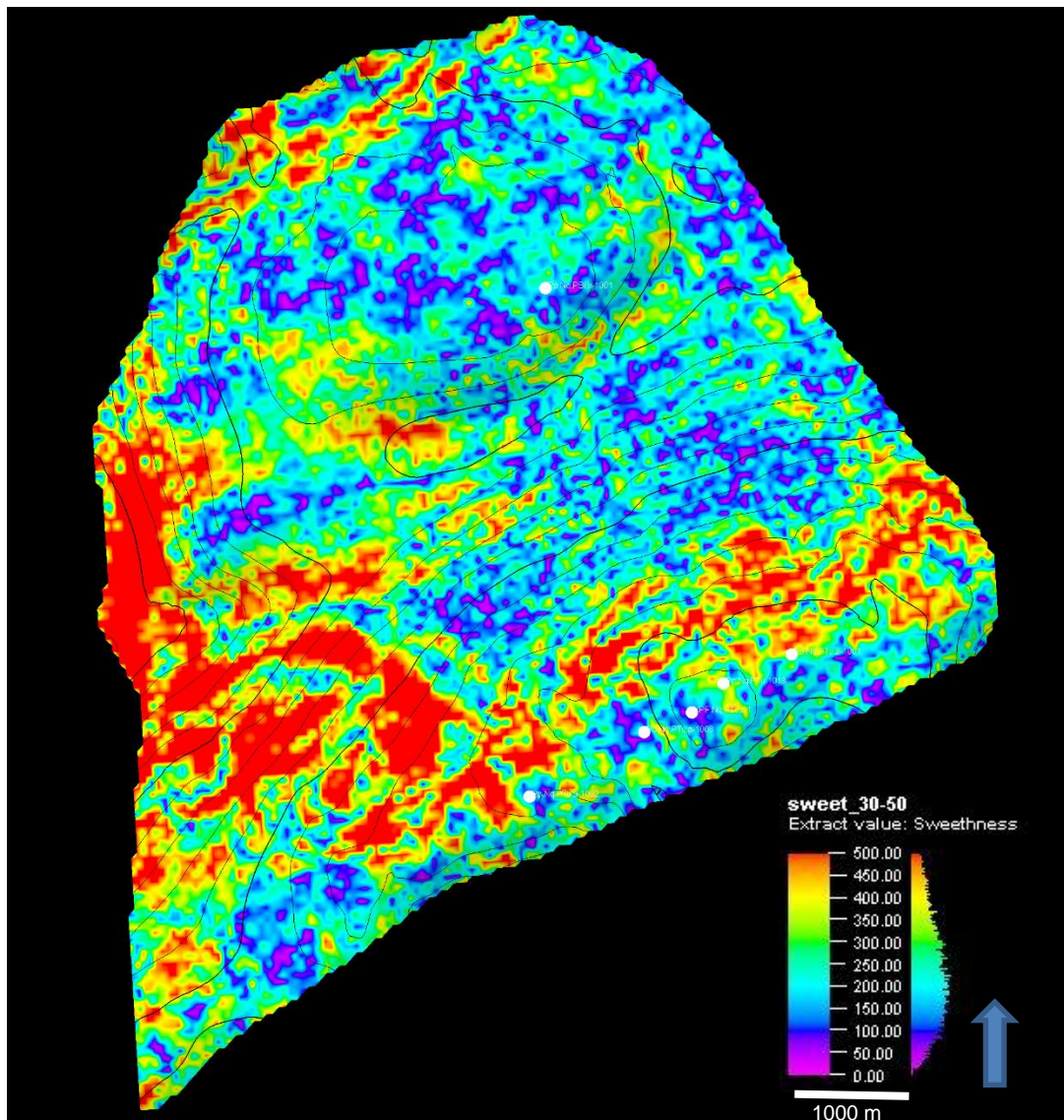


Figura 4.2.4: resultado del atributo RMS para el canal rojo en donde se tomó una ventana de 30 ms a 50 ms por encima del tope interpretado.

## 5. INTERPRETACIÓN DE PERFILES

Con los datos proporcionados por la compañía Pluspetrol, se cargaron los perfiles eléctricos y se realizó una correlación entre los pozos según sus cercanías, con dichos datos el Lic. Santiago Lúquez procedió a realizar el Modelo Petrofísico.

En cada pozo se ajustó el tope del Mb. Cutral Có (*Flatten Horizon*), luego se identificaron los cuerpos de interés (Figura 5.1 a). Para dichos cuerpos, se extrajo de las evaluaciones petrofísicas, valores de volúmenes de arcilla, de porosidad efectiva, saturaciones de agua y espesores netos de arena (tabla 5.1).

Paquete arenoso 1 (alto)					
Pozos	VCLAY	PHIE	SW	Espesor neto	NET PAY
Ptu.a-1001	0,09	0,219	0,31	29,2	9,8
Pp.NQ.Ptu-1013	0,16	0,227	0,36	36,1	35,7
YPF.NQ.Ptu.X-1	0,30	0,209	0,51	41,2	26,8
Ptu.a-1008	0,10	0,221	0,62	32,2	24,6
Pp.NQ.Ptu-1002	0,22	0,213	0,88	26,2	0

Paquete arenoso 2 (bajo)					
Pozos	VCLAY	PHIE	SW	Espesor neto	NET PAY
Ptu.a-1001	0,18	0,141	0,59	3,2	2,2
Pp.NQ.Ptu-1013	0,22	0,203	0,50	29,1	27,6
YPF.NQ.Ptu.X-1	0,17	0,204	0,61	33,2	21,4
Ptu.a-1008	0,07	0,216	0,79	14,2	5,8
Pp.NQ.Ptu-1002	0,35	0,176	0,92	33,2	0

Tabla 5.1: cálculo de VClay, Porosidad Efectiva, Saturación de Agua y Espesor Neto en el Eje del anticlinal

### *Interpretación de los perfiles eléctricos para los pozos en el eje del anticlinal*

En la figura 5.1 b, se observa el posicionamiento estructural de los pozos del Eje del Anticlinal. Se utilizó *Flatten Horizon* como herramienta para ayudar a la interpretación de los cuerpos y poder predecir la continuidad de los elementos estratigráficos y estructurales que se ubican por debajo.

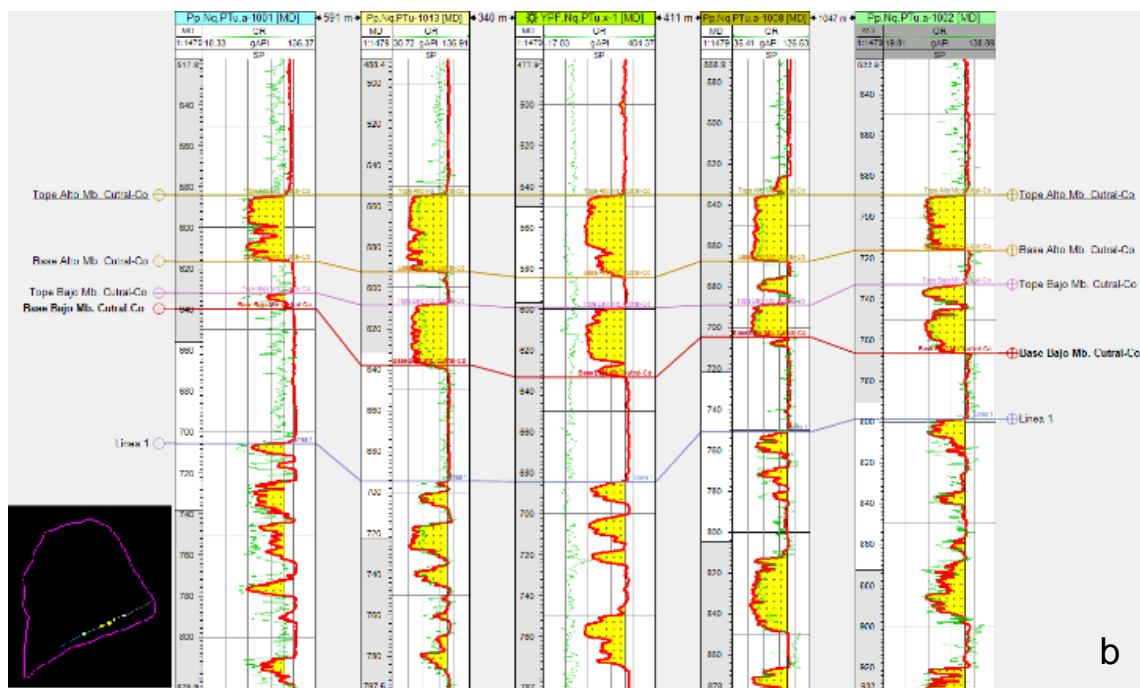
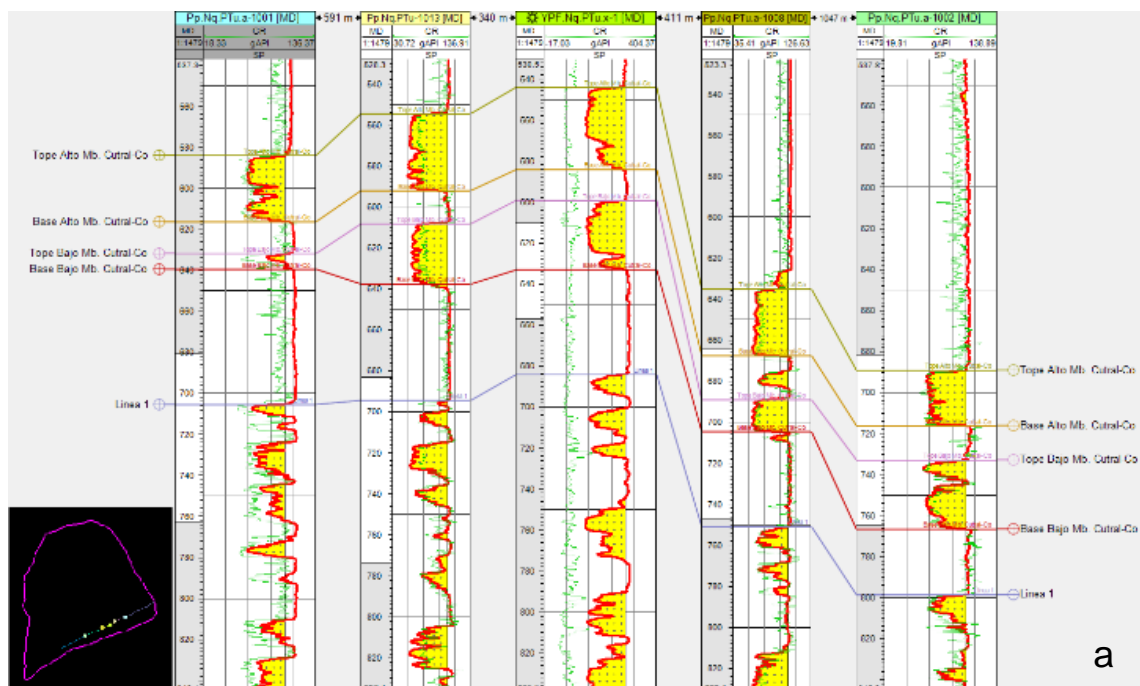


Figura 5.1: Corte estratigráfico de los pozos que se encuentran en el eje del anticlinal (a) y Flatten horizon al Mb. Cutral Có (b)

En primer lugar se procedió a realizar un estudio de los legajos pertenecientes a los pozos ubicados dentro del área, dicha información nos permitió obtener un set de datos para cada pozo. Con la información de control geológico y perfiles de pozo se realizó la correlación obteniéndose los pases de las formaciones atravesadas.

El cálculo de la arcillosidad se derivó de los perfiles de Potencial Espontáneo y Gamma Ray, tomando en cada caso el mínimo valor de  $V_{clay}$  obtenido. La porosidad se obtuvo a partir de los perfiles de densidad, sínico y neutrón correlacionándolos con los datos petrofísicos de los testigos corona. El valor de matriz se decidió en función de la correlación entre la porosidad perfil y porosidad corona. Finalmente, el cálculo de saturación se realizó en base a la ecuación de Simandoux modificada, tomando un valor de resistividad de agua de  $0,06 \Omega.m$ .

Los espesores útiles se obtuvieron teniendo en cuenta los criterios de *cut off* que se detallan a continuación. Se tomó un valor de 50% de  $V_{clay}$  eliminando los valores mayores, los valores menores del 12% de porosidad fueron eliminados y un valor de saturación de agua mayor del 60% también.

## 6. ANÁLISIS DEL RESULTADO DE LOS ATRIBUTOS

A partir de la comparación del resultado de atributos con la información de pozos disponible se obtuvieron las siguientes conclusiones:

Para el paquete arenoso superior, se observa en un principio, para los cinco pozos analizados en base a los perfiles en el capítulo anterior (Figura 6.1 representados en blanco), una buena correlación entre los rangos de *net pay* y los rangos de colores obtenidos por el atributo RMS.

Luego, a posteriori de este análisis, se obtuvo información de *net pay* de otros pozos del área de estudio (Figura 6.1 representados en negro), siendo estos últimos valores de referencia estimativos para dar una conclusión más representativa. Se pudo observar como en el caso de los pozos usados originalmente cierta correlación entre los rangos de *net pay* y el rango del atributo.

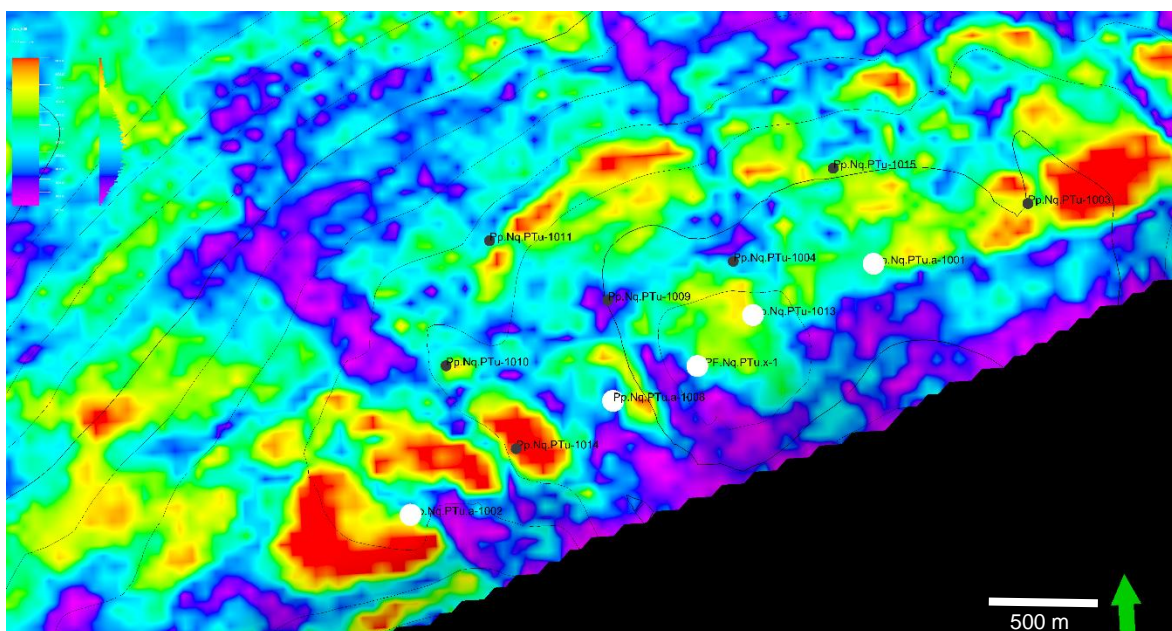
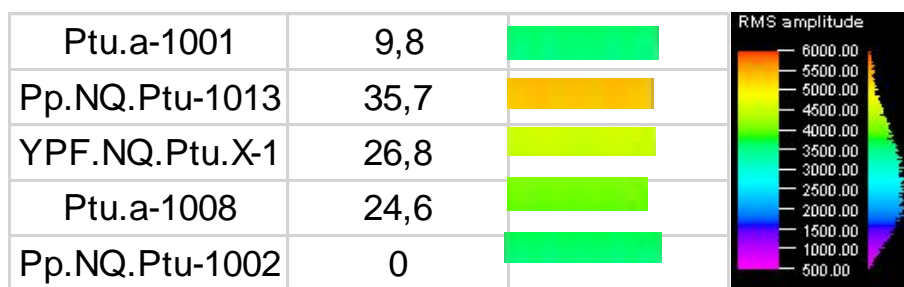


Figura 6.1: resultado del atributo RMS para el paquete 1. Pozos analizados en base a los perfiles (representados en blanco) y pozos obtenidos luego del análisis (representados en negro).



Para el paquete arenoso inferior, nuevamente se observa, para los cinco pozos analizados en base a los perfiles en el capítulo anterior (Figura 6.2 representados en blanco), una buena correlación entre los rangos de *net pay* y los rangos de colores obtenidos por el atributo RMS. Puede observarse que para el pozo Pp.NQ.Ptu-1002 el valor encontrado es un poco elevado, pero esto puede deberse a que posee un valor alto en espesor neto.

Luego, con la información, de *net pay*, de los otros pozos del área de estudio (Figura 6.2 representados en negro), se pudo observar como en el caso de los pozos utilizados originalmente cierta correlación entre los rangos de *net pay* y el rango del atributo.

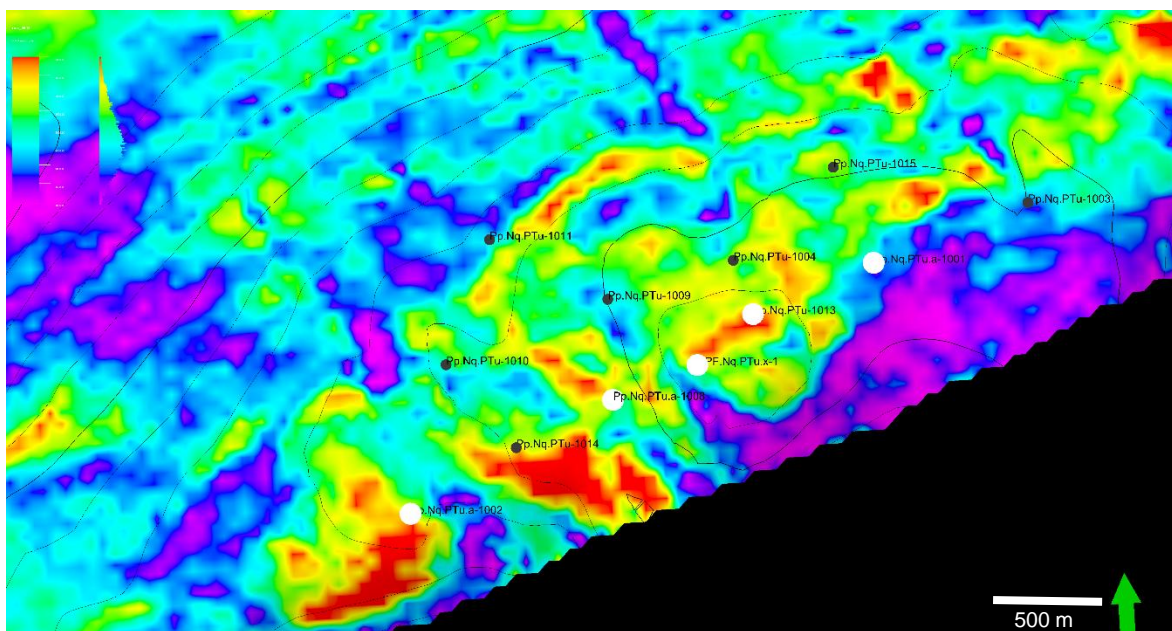
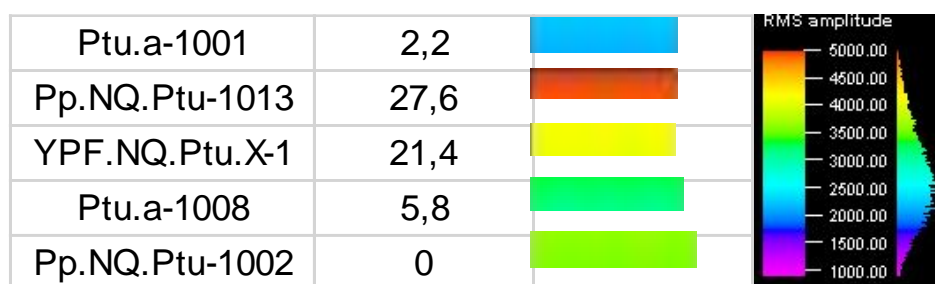


Figura 6.2: resultado del atributo RMS para el paquete 2. Pozos analizados en base a los perfiles (representados en blanco) y pozos obtenidos luego del análisis (representados en negro).

Para el canal, que se halla por encima del tope interpretado, contar con la información de los pozos a posteriori del análisis, (Figura 6.3 representados en negro) fue importante ya que estos atravesaban esta anomalía observada con el estudio de atributos y nos permitió establecer una correlación razonable entre el rango de net pay y el rango arrojado por el atributo analizado, salvo para el pozo PTU-1004 que presenta un valor más elevado de acuerdo con el net pay comunicado.

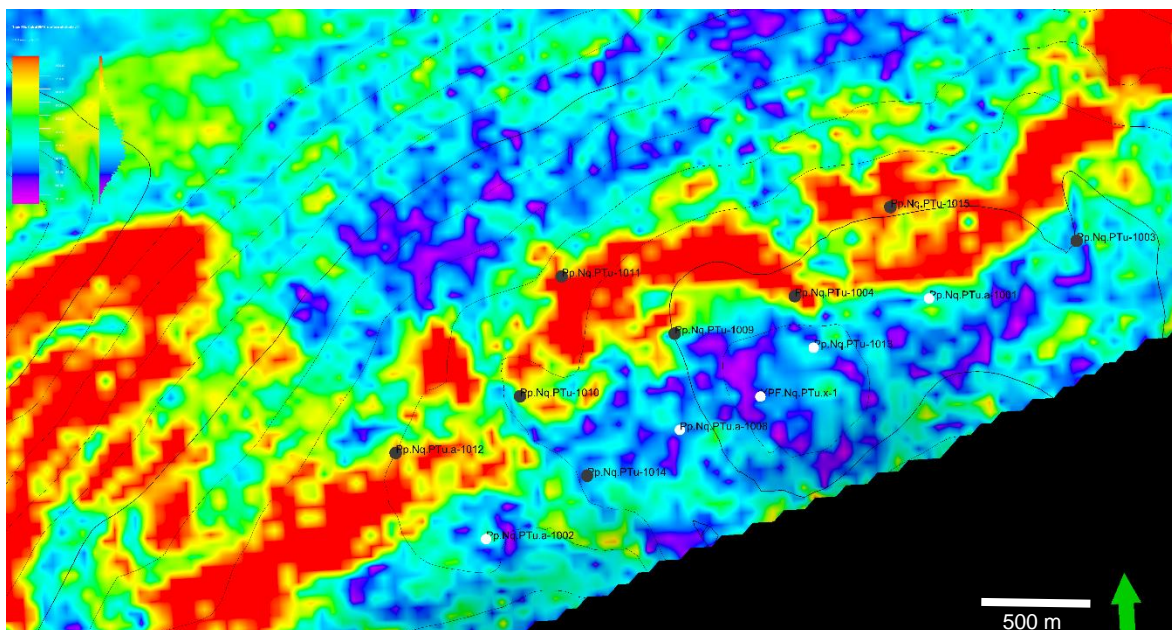
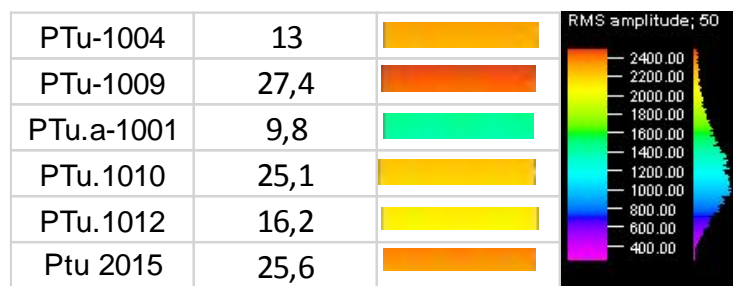


Figura 6.3: resultado del atributo RMS para el canal. Pozos analizados en base a los perfiles (representados en blanco) y pozos obtenidos luego del análisis (representados en negro).

Comparando, además, los resultados arrojados por el atributo Sweetness y RMS, se observó que con el RMS obteníamos una mejor descripción de los paquetes arenosos y del canal, es por eso, que se decidió plasmar solamente las conclusiones derivadas de este atributo.



## 7. INTEGRACIÓN DE LA INFORMACIÓN GEOLÓGICA Y GEOFÍSICA

Con ayuda de los antecedentes geológicos del área, los resultados obtenidos con atributos sísmicos y su correlación con los registros eléctricos, se obtuvo una interpretación del área para los niveles cercanos al tope del Mb. Cutral Có. Se reconocen cuerpos arenosos rodeados de pelitas, con forma de lóbulo para las cercanías al eje del anticlinal en Puesto Touquet (Figura 7.1), también se encontró un canal en niveles muy cercanos al lóbulo, en una zona estructuralmente menor. La zona donde se encuentran los depósitos canalizados estaba estructuralmente más baja, no llegando a cubrir las zonas altas, produciéndose una disminución de espesor hasta desaparecer.

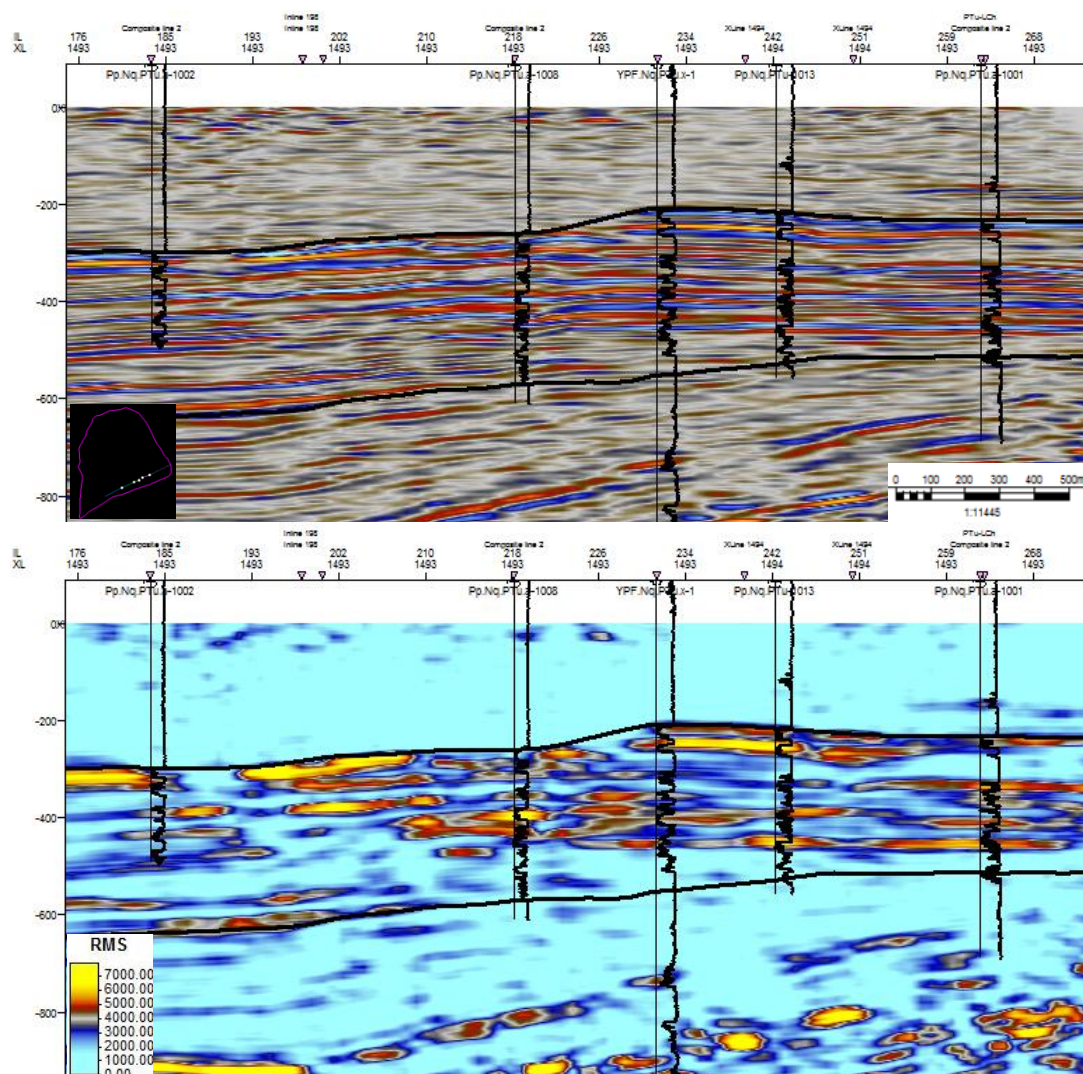


Figura 7.1: *Composite line* que pasa por el eje del anticlinal. Sísmica integrada con pozos (perfiles de potencial espontáneo) y resultado obtenido con el atributo RMS.

## 7.1 Modelo estratigráfico

De la integración de los resultados obtenidos, se planteó la existencia de dos zonas de interés que se corresponden con dos eventos geológicos: un lóbulo proximal de abanico submarino, el cual coincide estructuralmente con el eje del anticlinal, debido a esto fue denominado “Eje”; y un cuerpo de geometría canalizada denominado “Canal” identificado a partir de los estudios de atributos sísmicos.

### **Caracterización Estratigráfica:**

**Eje del Anticlinal:** Se interpretó este cuerpo como un lóbulo proximal de abanico submarino, formado por un continuo flujo de sedimentos que fueron movilizados por la gravedad. El análisis realizado concuerda con el estudio en detalle de las coronas realizado por el Lic. Facundo Ignomiriello en LCV S.A.

**Canal:** Se interpretó como un canal submarino, ubicado en una zona más proximal que el lóbulo. Se ubica estratigráficamente por encima del Tope del Mb. Cutral Có.

En cuanto a las relaciones estratigráficas, dichos cuerpos generan un solapamiento, quedando el canal por encima del lóbulo (Figura 7.1.1).

Debido a que el área Puesto Touquet se encuentra en un ambiente de dorsal, se interpreta que la zona fue afectada por actividad tectónica regional, generando variaciones del nivel del mar, lo que provocó una variación del espacio de acumulación, dando como resultado importantes cambios de facies y espesores. Esta variedad fue desde un punto de vista favorable, ya que aportó importantes sellos efectivos de lutitas marinas.

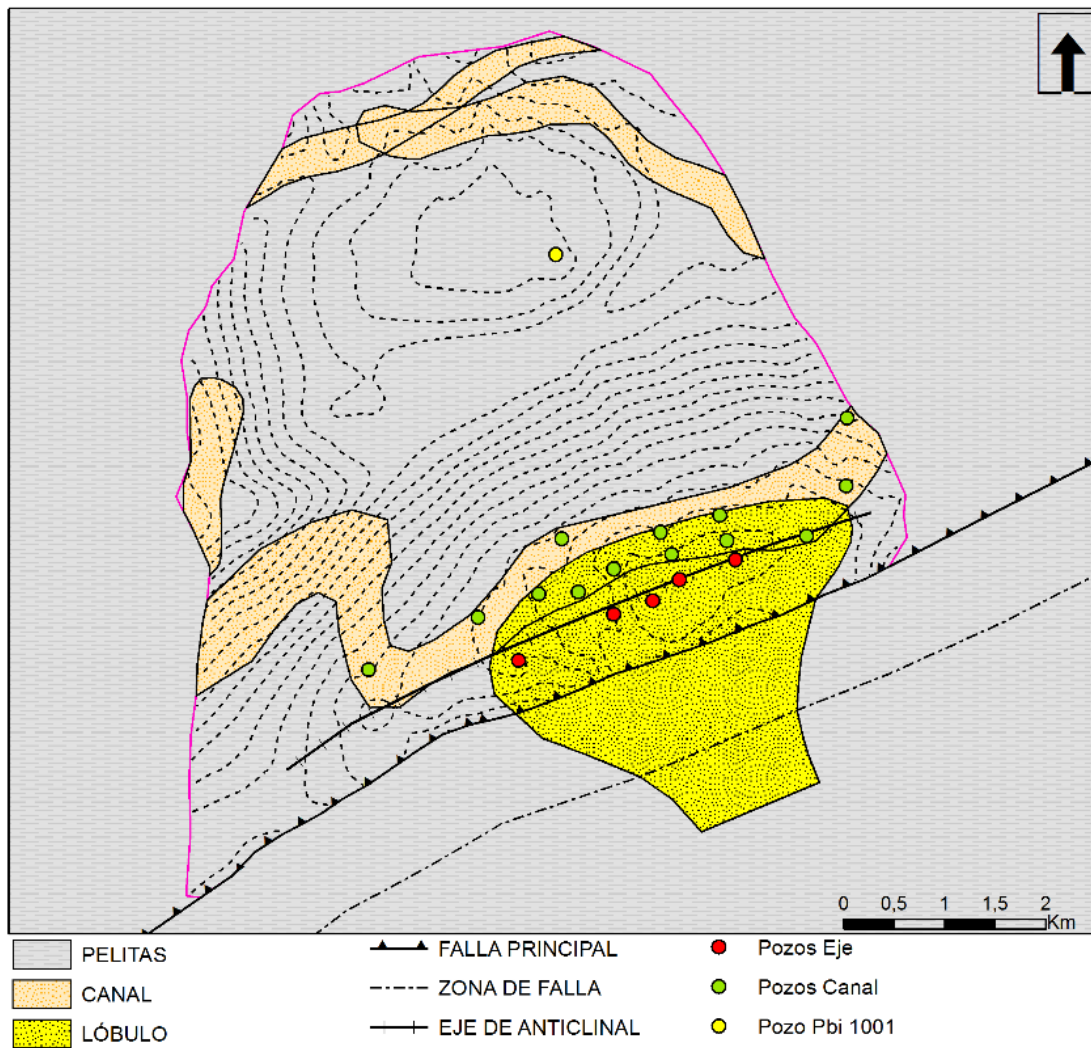


Figura 7.1.1: Mapa litofacial realizado por el Lic. Santiago Lúquez

## 8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A modo de conclusión, con los estudios realizados de atributos sísmicos se obtuvo una buena correlación entre RMS y *Sweetness*. Particularmente con RMS, se observó que obteníamos una mejor descripción de los paquetes arenosos y del canal.

Se lograron delimitar dos zonas: una sobre el eje del anticlinal, correspondiente a Puesto Touquet (donde se logran relacionar los paquetes de arena interpretados a través de los perfiles) y otra donde se evidenció un rasgo característico por encima del objetivo donde se detectaron fuertes contrastes de impedancia acústica comparables con el objetivo considerado (paquetes arenosos del Mb. Cutral Có). Siendo este rasgo correspondiente al relleno de un canal (donde los pozos que lo atravesaron ensayaron gas).

Cabe destacar que respecto a los atributos estructurales, la curvatura mostro ser idóneo para separar el sistema principal de fallas. Pero también logramos un buen resultado a partir de RMS.

A través de la integración de los resultados obtenidos, y gracias a los datos aportados por la compañía Pluspetrol S.A se realizó un estudio del yacimiento Puesto Touquet, donde se planteó la existencia de dos zonas de interés que se corresponden con dos eventos geológicos: un lóbulo proximal de abanico submarino, el cual coincide estructuralmente con el eje del anticlinal y un cuerpo de geometría canalizada. En cuanto a las relaciones estratigráficas, dichos cuerpos generan un solapamiento, quedando el canal por encima del lóbulo.

En la zona correspondiente al eje del anticlinal se interpretó a este cuerpo como un lóbulo proximal de abanico submarino, formado por un continuo flujo de sedimentos que fueron movilizados por la gravedad. El análisis realizado concuerda con el estudio en detalle de las coronas realizado por el Lic. Facundo Ignomiriello en LCV S.A.

En la otra zona definida se interpretó este cuerpo como un canal submarino ubicado en una zona más proximal que el lóbulo y estratigráficamente por encima del Tope del Mb. Cutral Có.

Debido a que el área Puesto Touquet se encuentra en un ambiente de dorsal, se interpreta que la zona fue afectada por actividad tectónica regional, generando variaciones del nivel del mar, lo que provocó una variación del espacio de acumulación, dando como resultado importantes cambios de facies y espesores. Esta variedad fue desde un punto de vista favorable, ya que aportó importantes sellos efectivos de lutitas marinas.

El yacimiento Puesto Touquet se encuentra actualmente en una etapa avanzada considerado “maduro”. No obstante, de acuerdo a este trabajo, podría optarse por un nuevo plan de desarrollo en un futuro inmediato y con nuevas tecnologías, que optimicen el factor de recuperación.

Este trabajo se basó en estudiar en profundidad la etapa evolutiva y su evaluación como reservorio. Tuvo como objetivo demostrar la aplicación en la industria de diferentes herramientas integradas con diferentes disciplinas (geofísica, geología, geoquímica, petrofísica), con un mismo objetivo en común y sin dejar de lado el concepto interpretativo humano, que se da como resultado de la combinación de esta información, siendo la toma de decisiones de inmensa inversión de capital para un proyecto.

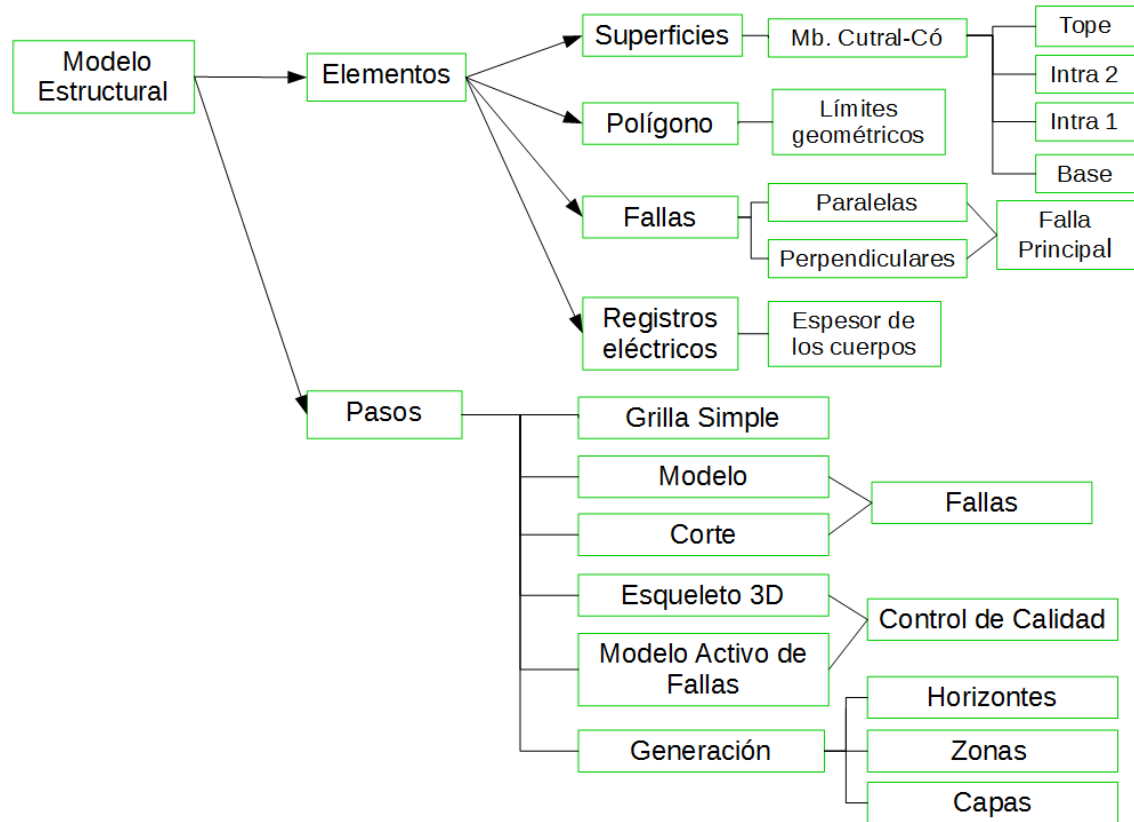
## **8.1 Trabajos a Futuro**

Con el estudio de atributos, se han observado altos valores del atributo RMS por debajo del objetivo considerado (Grupo Precuyo) como así también en el área de Pto. Billar (Mb. Cutral Có) que merecen un estudio más detallado.

Se propone realizar un estudio exhaustivo de mayor detalle, reutilizando los pozos, y revalidando los datos; de esta manera se podría reactivar el éxito del *play*, siendo este, considerado como no convencional de tipo *shale gas*.

# **ANEXO**

## Generación del Modelo Estructural



Se utilizó el modulo “Structural Modeling” para definir un modelo estructural en dominio Tiempo (Elevation Time), los elementos utilizados fueron:

- Superficies: Base Mb. Cutral Có, Intra 1, Intra 2, Tope Mb. Cutral Có (Figura A1). Las superficies fueron interpretadas en base al cubo sísmico. Se definieron la base y el tope del Mb. Cutral Có, y dos superficies más, con un objetivo puramente geométrico y estructural.
- Tope Mb. Cutral Có: extraído de los registros eléctricos de los pozos. Se utilizó para generar una tendencia de la superficie del Tope de Mb. Cutral Có.



- Polígono: definieron los límites geométricos del modelo, el límite sureste fue definido por la falla principal, la cual tiene una orientación SO-NE.
- Fallas: las fallas fueron interpretadas en la sísmica, encontrando dos tendencias principales: una paralela a la falla principal, y otra perpendicular a la misma. Estas tendencias fueron utilizadas para definir la orientación de la grilla.
- Registros Eléctricos: la interpretación de los registros eléctricos ayudó a definir el espesor de los cuerpos de interés, realizando una correlación de los pozos utilizados. Luego de definir los cuerpos, se midieron, y de este modo se calculó el tamaño de las celdas y las capas.

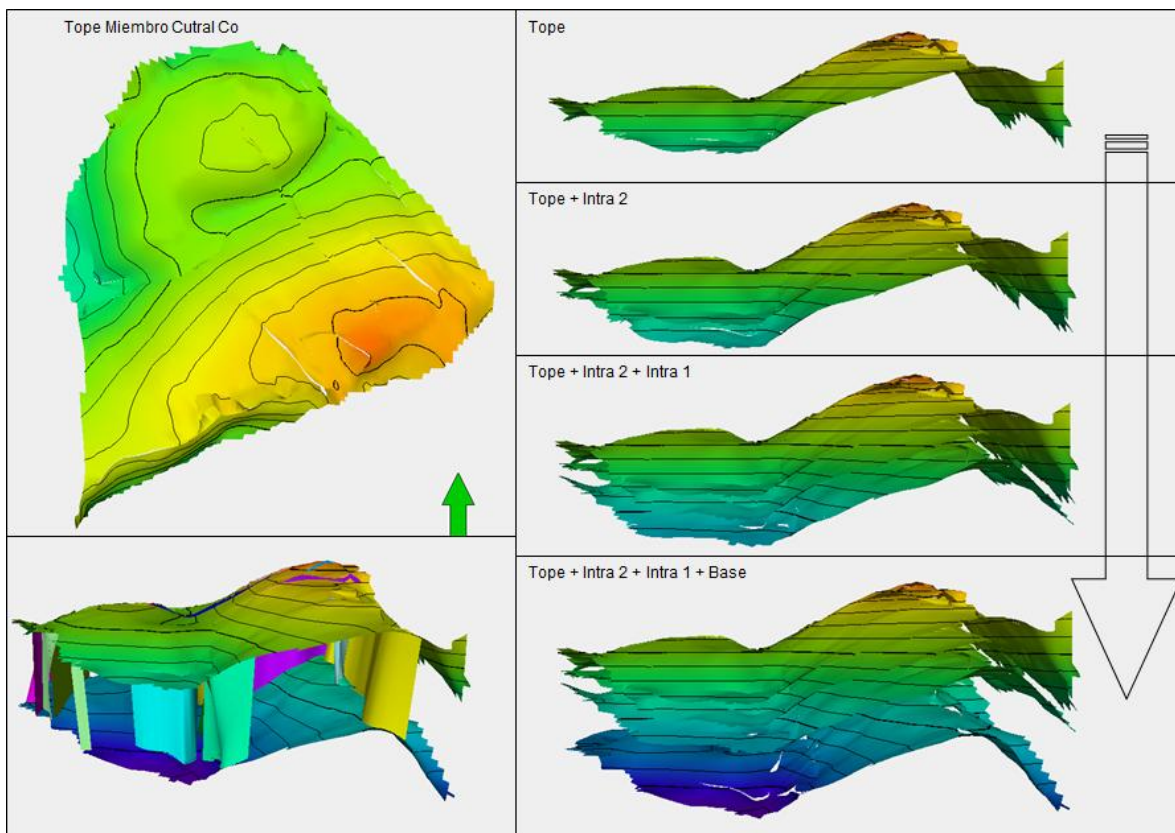


Figura A1. Superficies integradas al Modelo de Fallas.

## **Grilla simple**

Se creó una grilla simple, sin intervención de fallas en una primera etapa, para definir los límites geométricos mediante un polígono determinado. En una segunda etapa las fallas fueron agregadas al modelo.

## **Modelo de Fallas**

Se convirtieron las fallas previamente interpretadas a un modelo de fallas, el cual permitió generar pilares verticales y nodos de la superficie de falla, para ser modificados según las necesidades.

## **Corte de fallas**

Se cortaron las fallas según las superficies de tope y base de la formación, para definir los límites verticales de la grilla. Para el límite superior se utilizó la superficie Tope Mb. Cutral Có, y para la base la superficie Base Mb. Cutral Có. Utilizando la opción del módulo que corta las fallas según las superficies indicadas.

## **Esqueleto 3D**

Se realizó el esqueleto de la grilla 3D utilizando la grilla y el modelo de fallas activo. La distancia entre nodos para definir el tamaño horizontal de celdas fue de 100 metros. El ángulo de rotación de las celdas fue determinado por la tendencia más importante de las fallas. El modulo generó un esqueleto definido por tres grillas, una basal, media y una al tope.

## **QA/QC – Esqueleto 3D**

Luego de la generación del esqueleto, mediante las fallas y limitado por el polígono, se realizó un control de calidad de las grillas del esqueleto y su intersección con las fallas. Se buscaron zonas en las cuales el modulo generaba discrepancias, y se corrigió la geometría de las fallas para generar el menor error posible.

## Generación de Horizontes

Se realizaron los horizontes con grilla 3D, utilizando las superficies interpretadas, ajustados con los topes de los pozos e interceptados por el modelo de fallas. En este módulo se pudo adecuar a cada falla el grado de afectación.

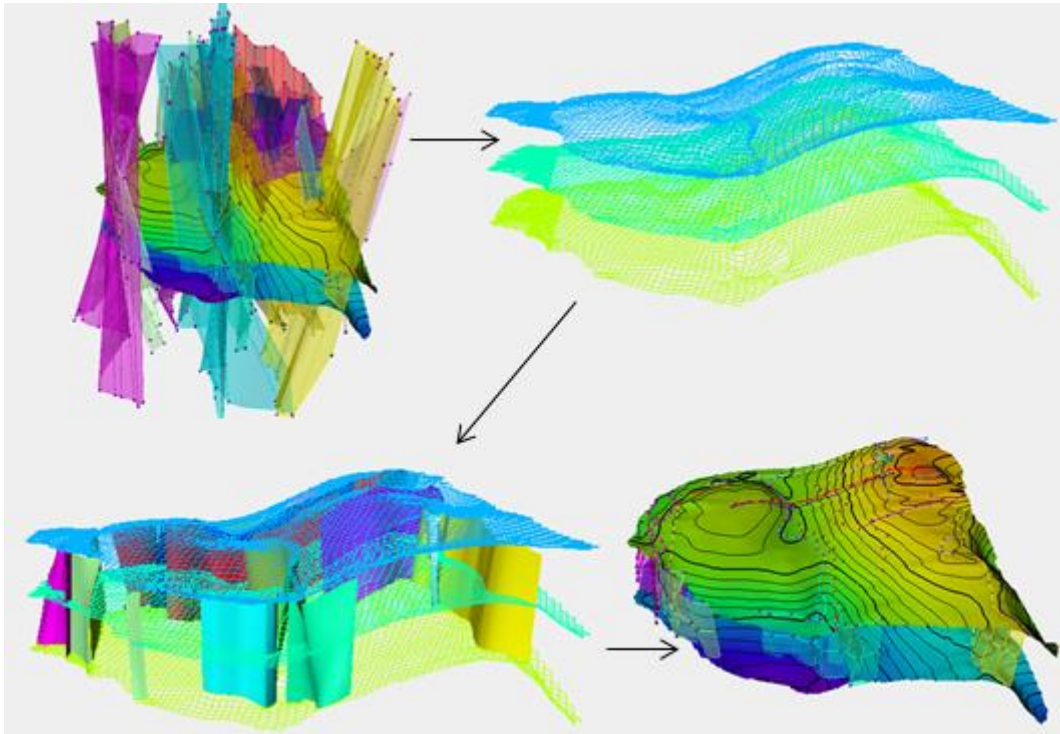


Figura A2: Integración de superficies y fallas, editado, y cortado al tope y base.

## Generación de Zonas

Luego de la creación de los horizontes, se generaron diferentes zonas, las cuales pueden ser procesadas y editadas separadamente en el módulo (Figura A3).

## Generación de Capas

Las capas son divisiones de cada zona generada. Al finalizar el proceso, las divisiones creadas en cada zona, determinará el espesor de cada celda del modelo estructural. De esta forma, se puede separar el módulo en diferentes zonas, las cuales estas afectadas por diferentes tamaños de celda.

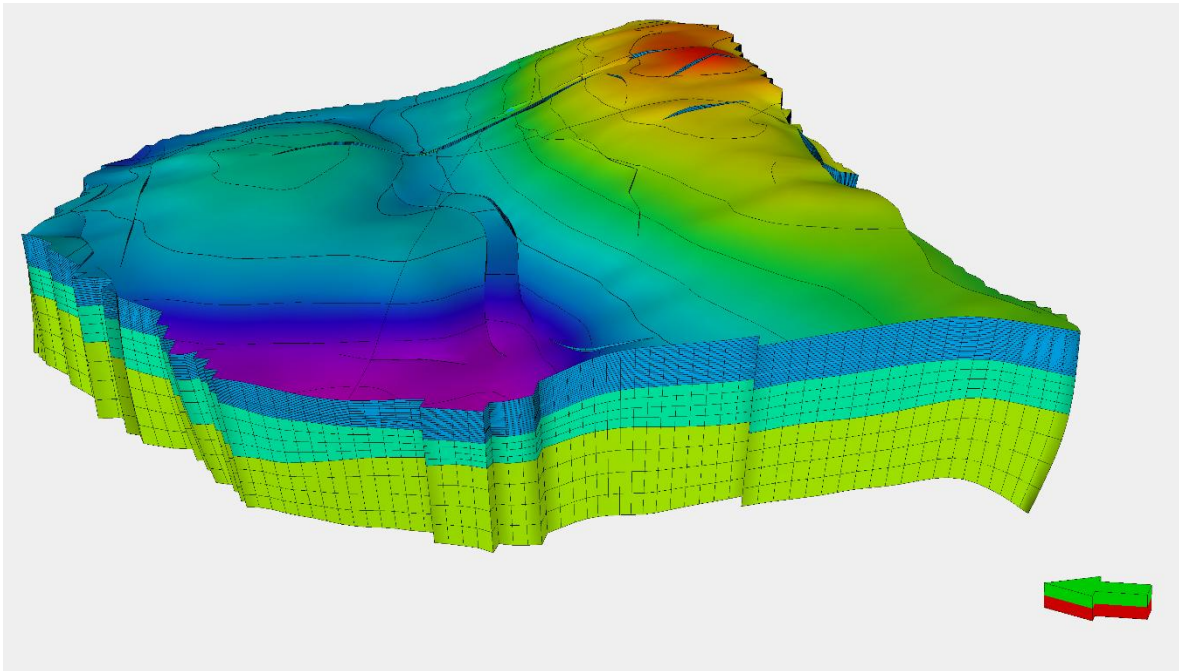


Figura A3: Modelo Estructural, delimitado por zonas, divididas por celdas.

En la figura A4 se muestra el modelo estructural contenido en una sección sísmica.



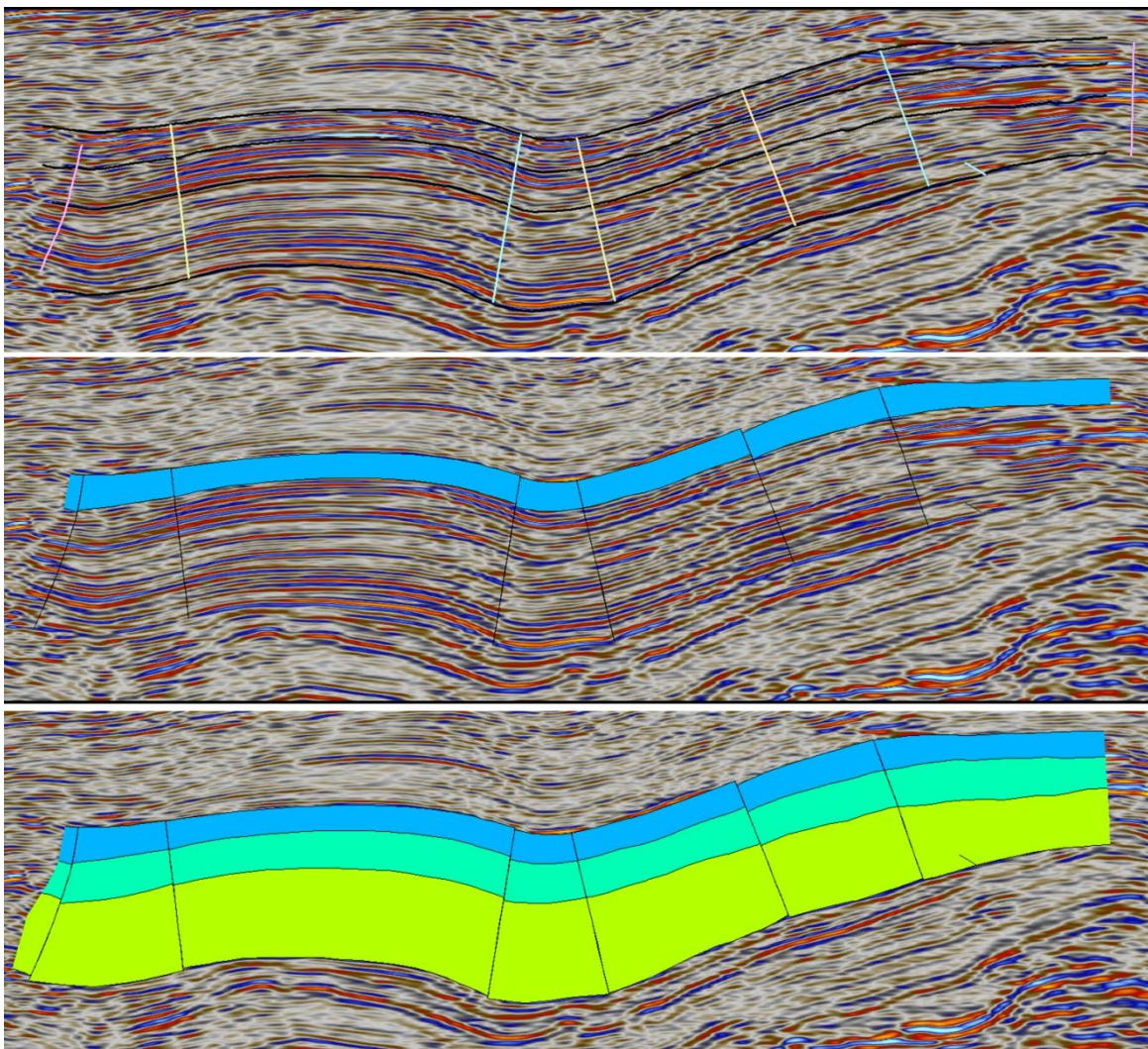


Figura A4. Integración del modelo estructural y el la sísmica.



## REFERENCIAS

- Allo, M., Mas Cattapan, F., María, S., 2014. Modelado estático de un yacimiento maduro de gas Puesto Touquet. Cuenca Neuquina. Argentina. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mendoza.
- Chopra, S. and Marfurt, K, 2007. Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization.
- Chotin, P. 1976. Etude d'un secteur des Andes Meridionales (Lonquimay-Neuquén) al'aide de documents satellites ERTS-1. 1° Congreso Geológico Chileno, Actas 1: B 29-38. Santiago de Chile.
- Chotin, P. & Giret, A., 1978. Analysis of northern patagonian transverse structure (Chile, Argentina - 38° to 42° s.l.) from landsat documents. 7° Congreso Geológico, Argentino (Neuquén), Actas 2: 197-202. Buenos Aires.
- Cruz, C.E., Robles, F., Sylwan, C.A. & Villar, H.J., 1999. Los sistemas petroleros jurásicos de la Dorsal de Huincul. Cuenca Neuquina, Argentina. 4° Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Actas 1: 177-195. Buenos Aires.
- Eisner, P., 1991. Tectonostratigraphic evolution of Neuquén Basin, Argentina. Master Thesis, Rice University (inédito), 56 p., Houston.
- Gomez Omil, R., R. Schmithalter, A. Cangini, L. Albariño y A. Corsi, 2002, El Grupo Cuyo en la Dorsal de Huincul, consideraciones estratigráficas, tectónicas y petroleras.
- Jorgensen L., Lopez Pezéz G. A. y Pisani F, 2013. YPF S.A. Caracterización de la Fm Los Molles como reservorio de tipo Shale Gas en el ámbito Norte de la Dorsal de Huincul, Cuenca Neuquina, Argentina, mostrando su analogía con reservorio de Shale Gas probado en EEUU. Society of Petroleum Engineer.

- Kim, Hyung Joo, M. Mallea, R. Gutiérrez y P. Malone, 2014. Exploración del Gr Cuyo (Jurásico) en bloques maduros de la Dorsal de Huincul – Puesto Touquet y El Porvenir, Cuenca Neuquina. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mendoza.
- Kostadinoff, J., Gregori, D & Raniolo, A. 2005. Configuración geofísica geológica del sector norte de la provincia de Río Negro. Revista de la Asociación Geológica Argentina. 60(2): 368-376.
- Kugler, R.L., 1987. Regional petrologic variation. Jurassic and Cretaceous sandstone and shale. Neuquén Basin, west-central Argentina. PhD Thesis, University of Texas at Austin. 524 p.
- Mosquera Alfonso, Silvestro José, Ramos Víctor A., Alarcón Martín y Zubiri Martín, 2011. La estructura de La Dorsal de Huincul, XVIII Congreso Geológico Argentino.
- Orchuela, I., J. C. Vaillard, V. Ploszkiewicz, y R. Viñes, 1981. Reinterpretación Estructural de la denominada “Dorsal Neuquina”, VIII Congreso Geológico Argentino, San Luis, Actas III: pág. 281-293.
- Pángaro F., Pereira D. M., Micucci E., 2009. El sinrift de la Dorsal de Huincul, Cuenca Neuquina: Evolución y control sobre la estratigrafía y estructura del área.
- Ploszkiewicz, V., I. Orchuela, J. C. Vaillard y R. Viñes, 1984. Compresión y desplazamiento Lateral en la zona de la Falla de Huincul, estructuras asociadas, Provincia del Neuquén, IX Congreso Geológico Argentino, SC de Bariloche, Actas II pág. 163-169.

- Ponce J.J., Mantagna A. O., Carmona N., 2015. Geología de la Cuenca Neuquina y sus sistemas petroleros: una mirada integradora desde los afloramientos al subsuelo. Fundación YPF, Guía Teórica p. 70 - 91
- Seismic Data Processing Report, 2007. WesternGeco, Pluspetrol, Buenos Aires, Argentina.
- Silvestro J., Zubiri M., 2008. Convergencia oblicua: modelo estructural alternativo para la Dorsal Neuquina (39°S). Revista de la Asociación Geológica Argentina, vol.63, n.1, pp. 49-64. ISSN 1851-8249.
- Simm, R. and Bacon, M., 2014. Seismic Amplitude An Interpreter's Handbook.
- Uliana, M. y Legarreta L., 1993. Hydrocarbons habitat in a Triassic-to-Cretaceous sub-andean setting: Neuquén Basin, Argentina. Journal of Petroleum Geology 16(4): 397-420.
- Vergani, G., Tankard, A., Belotti, H. y Welsink, H., 1995. Tectonic evolution and paleogeography of the Neuquén Basin, Argentina. En Tankard, A., Suárez, R. y Welsink, H. (eds.) Petroleum Basins of South America, American Association of Petroleum Geologists, Memoir 62: 383-402.
- Vergani, G., 2005. Control estructural de la sedimentación Jurásica (Grupo Cuyo) en la Dorsal de Huincul, Cuenca Neuquina, Argentina. Modelo de falla lítrica rampa-plano, invertida. Boletín de Informaciones Petroleras 1(1): 32-42.
- Yilmaz Oz., 2001. Seismic Data Analysis Vol I y II, Processing, Inversion and Interpretation.